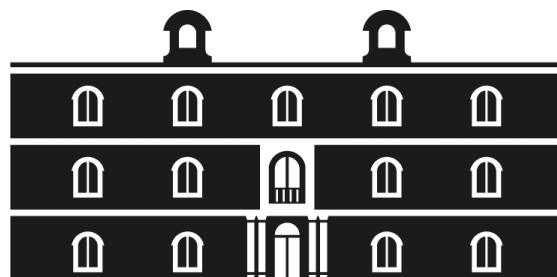




**Universidad
Politécnica
de Cartagena**



industriales
etsii UPCT

Estudio de viabilidad de una instalación fotovoltaica para una vivienda unifamiliar situada en Cabo de Palos

Titulación: Máster Energías Renovables
Alumno/a: Adrián Antonio Sánchez Ros
Director/a/s: Ana María Nieto Morote

Cartagena, 16 de Septiembre de 2014



Índice



1. Objeto del proyecto

1.1. Resumen del proyecto

2. Introducción

2.1. Energía fotovoltaica

2.2. Radiación e irradiancia solar

2.3. Descripción de un sistema solar fotovoltaico

2.3.1.1. Tipos de sistemas fotovoltaicos

2.3.1.1.1. Sistemas aislados

2.3.1.1.2. Sistemas conectados a red

2.3.1.1.3. Sistemas autoconsumo

2.3.1.2. Elementos sistemas fotovoltaicos

2.3.1.2.1. Célula fotovoltaica

2.3.1.2.2. Módulo fotovoltaico

2.3.1.2.3. Generador fotovoltaico

2.3.1.2.4. Inversor

2.3.1.2.5. Regulador de carga

2.3.1.2.6. Baterías

2.3.1.2.7. Estructura soporte

2.4. Tecnologías fotovoltaicas disponibles

2.4.1. Tipos de módulos fotovoltaicos

2.4.1.1. Tecnologías de silicio cristalino

2.4.1.1.1. Silicio monocristalino

2.4.1.1.2. Silicio policristalino

2.4.1.2. Tecnologías de lámina delgada (Thin film)

2.4.1.2.1. Silicio amorfo

2.4.1.2.2. Teluro de cadmio

3. Memoria descriptiva

3.1. Datos de partida.

3.1.1. Situación y emplazamiento de la instalación

3.1.2. Disposiciones legales y normativa aplicable

3.1.3. Análisis del recurso solar

3.1.4. Selección del módulo fotovoltaico

3.1.5. Superficie útil

3.2. Instalación fotovoltaica conectada a red

3.2.1. Generador fotovoltaico

3.2.2. Inversor

3.2.3. Cableado

3.2.4. Conducciones

3.2.5. Protecciones

3.3. Instalación fotovoltaica aislada

3.3.1. Generador fotovoltaico

3.3.2. Sistema de acumulación

3.3.3. Regulador



- 3.3.4. Inversor
- 3.3.5. Cableado
- 3.3.6. Conducciones
- 3.3.7. Protecciones
- 3.4. Instalación fotovoltaica autoconsumo instantáneo
 - 3.4.1. Generador fotovoltaico
 - 3.4.2. Inversor
 - 3.4.3. Cableado
 - 3.4.4. Conducciones
 - 3.4.5. Protecciones
- 4. Evaluación económica**
 - 4.1. Introducción
 - 4.1.1. Resultados
- 5. Conclusión**
- 6. Bibliografía**

ANEXO 1: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

- 1. Instalación fotovoltaica conectada a red**
 - 1.1. Silicio Monocristalino
 - 1.1.1. Cálculo número de paneles
 - 1.1.2. Características módulo fotovoltaico
 - 1.1.3. Selección del inversor.
 - 1.1.3.1. Corrección de tensión y corriente debidas a la temperatura.
 - 1.1.4. Instalación eléctrica necesaria.
 - 1.1.4.1. Cableado
 - 1.1.4.1.1. Cableado corriente continua
 - 1.1.4.1.2. Cableado corriente alterna
 - 1.1.4.1.3. Cableado de protección
 - 1.1.4.2. Conducciones
 - 1.1.4.3. Protecciones.
 - 1.1.4.3.1. Protecciones corriente continua
 - 1.1.4.3.2. Protecciones corriente alterna
 - 1.1.5. Producción anual esperada
 - 1.1.5.1. Rendimiento global del sistema fotovoltaico o Performance Ratio “PR”
 - 1.1.6. Comprobación producción anual esperada PVSYST
 - 1.2. Silicio Policristalino
 - 1.2.1. Cálculo número de paneles
 - 1.2.2. Características módulo fotovoltaico
 - 1.2.3. Selección del inversor.
 - 1.2.3.1. Corrección de tensión y corriente debidas a la temperatura.
 - 1.2.4. Instalación eléctrica necesaria.



- 1.2.4.1. Cableado
 - 1.2.4.1.1. Cableado corriente continua
 - 1.2.4.1.2. Cableado corriente alterna
 - 1.2.4.1.3. Cableado de protección
- 1.2.4.2. Conducciones
- 1.2.4.3. Protecciones.
 - 1.2.4.3.1. Protecciones corriente continua
 - 1.2.4.3.2. Protecciones corriente alterna
- 1.2.5. Producción anual esperada
 - 1.2.5.1. Rendimiento global del sistema fotovoltaico o Performance Ratio “PR”
- 1.2.6. Comprobación producción anual esperada PVSYST
- 1.3. Silicio Amorfo
 - 1.3.1. Cálculo número de paneles
 - 1.3.2. Características módulo fotovoltaico
 - 1.3.3. Selección del inversor.
 - 1.3.3.1. Corrección de tensión y corriente debidas a la temperatura.
 - 1.3.4. Instalación eléctrica necesaria.
 - 1.3.4.1. Cableado
 - 1.3.4.1.1. Cableado corriente continua
 - 1.3.4.1.2. Cableado corriente alterna
 - 1.3.4.1.3. Cableado de protección
 - 1.3.4.2. Conducciones
 - 1.3.4.3. Protecciones.
 - 1.3.4.3.1. Protecciones corriente continua
 - 1.3.4.3.2. Protecciones corriente alterna
 - 1.3.5. Producción anual esperada
 - 1.3.5.1. Rendimiento global del sistema fotovoltaico o Performance Ratio “PR”
 - 1.3.6. Comprobación producción anual esperada PVSYST
- 1.4. Teluro de Cadmio
 - 1.4.1. Cálculo número de paneles
 - 1.4.2. Características módulo fotovoltaico
 - 1.4.3. Selección del inversor.
 - 1.4.3.1. Corrección de tensión y corriente debidas a la temperatura.
 - 1.4.4. Instalación eléctrica necesaria.
 - 1.4.4.1. Cableado
 - 1.4.4.1.1. Cableado corriente continua
 - 1.4.4.1.2. Cableado corriente alterna
 - 1.4.4.1.3. Cableado de protección
 - 1.4.4.2. Conducciones
 - 1.4.4.3. Protecciones.
 - 1.4.4.3.1. Protecciones corriente continua



1.4.4.3.2. Protecciones corriente alterna

1.4.5. Producción anual esperada

1.4.5.1. Rendimiento global del sistema fotovoltaico o Performance Ratio
“PR”

1.4.6. Comprobación producción anual esperada PVSYST

2. Instalación fotovoltaica aislada

2.1. Radiación solar diaria

2.2. Estimación del consumo

2.3. Silicio Monocristalino

2.3.1. Generador fotovoltaico

2.3.2. Sistema de acumulación

2.3.3. Regulador

2.3.4. Inversor

2.3.5. Instalación eléctrica necesaria

2.3.5.1. Cableado

2.3.5.2. Cableado de protección

2.3.6. Protecciones

2.4. Silicio Policristalino

2.4.1. Generador fotovoltaico

2.4.2. Sistema de acumulación

2.4.3. Regulador

2.4.4. Inversor

2.4.5. Instalación eléctrica necesaria

2.4.5.1. Cableado

2.4.5.2. Cableado de protección

2.4.6. Protecciones

2.5. Silicio Amorfo

2.5.1. Generador fotovoltaico

2.6. Teluro de Cadmio

2.6.1. Generador fotovoltaico

3. Instalación fotovoltaica autoconsumo instantáneo

3.1. Silicio Monocristalino

3.1.1. Generador fotovoltaico

3.1.2. Inversor

3.1.2.1. Corrección de tensión y corriente debidas a la temperatura

3.1.3. Instalación eléctrica necesaria

3.1.3.1. Cableado

3.1.3.1.1. Cableado corriente continua

3.1.3.1.2. Cableado corriente alterna

3.1.3.1.3. Cableado de protección

3.1.4. Protecciones

3.1.4.1. Protecciones corriente continua

3.1.4.2. Protecciones corriente alterna



3.2. Silicio Policristalino

3.2.1. Generador fotovoltaico

3.2.2. Inversor

3.2.2.1. Corrección de tensión y corriente debidas a la temperatura

3.2.3. Instalación eléctrica necesaria

3.2.3.1. Cableado

3.2.3.1.1. Cableado corriente continua

3.2.3.1.2. Cableado corriente alterna

3.2.3.1.3. Cableado de protección

3.2.4. Protecciones

3.2.4.1. Protecciones corriente continua

3.2.4.2. Protecciones corriente alterna

3.3. Silicio Amorfo

3.3.1. Generador fotovoltaico

3.4. Teluro de Cadmio

3.4.1. Generador fotovoltaico

ANEXO 2: ANÁLISIS ECONÓMICO

1. Evaluación económica

1.1. Introducción

1.1.1. Análisis económico instalación fotovoltaica conectada a red

1.1.1.1. Silicio Monocristalino

1.1.1.1.1. Datos de la instalación

1.1.1.1.2. Inversión

1.1.1.1.3. Financiación

1.1.1.1.4. Ingresos

1.1.1.1.5. Costes de explotación

1.1.1.1.6. Flujo de caja, VAN y TIR

1.1.1.2. Silicio Policristalino

1.1.1.2.1. Datos de la instalación

1.1.1.2.2. Inversión

1.1.1.2.3. Financiación

1.1.1.2.4. Ingresos

1.1.1.2.5. Costes de explotación

1.1.1.2.6. Flujo de caja, VAN y TIR

1.1.1.3. Silicio Amorfo

1.1.1.3.1. Datos de la instalación

1.1.1.3.2. Inversión

1.1.1.3.3. Financiación

1.1.1.3.4. Ingresos

1.1.1.3.5. Costes de explotación



- 1.1.1.3.6. Flujo de caja, VAN y TIR
- 1.1.1.4. Teluro de Cadmio
 - 1.1.1.4.1. Datos de la instalación
 - 1.1.1.4.2. Inversión
 - 1.1.1.4.3. Financiación
 - 1.1.1.4.4. Ingresos
 - 1.1.1.4.5. Costes de explotación
 - 1.1.1.4.6. Flujo de caja, VAN y TIR
- 1.1.2. Análisis económico instalación fotovoltaica aislada
 - 1.1.2.1. Silicio Monocristalino
 - 1.1.2.1.1. Datos de la instalación
 - 1.1.2.1.2. Inversión
 - 1.1.2.1.3. Financiación
 - 1.1.2.1.4. Costes de explotación
 - 1.1.2.1.5. Flujo de caja, VAN y TIR
 - 1.1.2.2. Silicio Policristalino
 - 1.1.2.2.1. Datos de la instalación
 - 1.1.2.2.2. Inversión
 - 1.1.2.2.3. Financiación
 - 1.1.2.2.4. Costes de explotación
 - 1.1.2.2.5. Flujo de caja, VAN y TIR
- 1.1.3. Análisis económico instalación fotovoltaica autoconsumo instantáneo
 - 1.1.3.1. Silicio Monocristalino
 - 1.1.3.1.1. Datos de la instalación
 - 1.1.3.1.2. Inversión
 - 1.1.3.1.3. Financiación
 - 1.1.3.1.4. Costes de explotación
 - 1.1.3.1.5. Flujo de caja, VAN y TIR
 - 1.1.3.2. Silicio Policristalino
 - 1.1.3.2.1. Datos de la instalación
 - 1.1.3.2.2. Inversión
 - 1.1.3.2.3. Financiación
 - 1.1.3.2.4. Costes de explotación
 - 1.1.3.2.5. Flujo de caja, VAN y TIR

ANEXO 3: DOCUMENTACIÓN TÉCNICA

- Módulo fotovoltaico monocristalino Q,PEAK-G3 280W
- Módulo fotovoltaico policristalino Q,PRO L300
- Módulo fotovoltaico silicio amorfo NA-E135 G5
- Módulo fotovoltaico teluro de cadmio FS-272



- Inversor Sunny Boy STP5000TL
- Inversor Sunny Boy SB 3000HF
- Inversor Sunny Boy SB4000TL
- Power Control Module
- Inversor Tauro BC5048

- Bateria Tudor Enersol T1250 C120

- Regulador de carga FLEXmax FM80

- Conducciones MOMAR

- Fusibles gG Legrand
- Fusibles gR OEZ



Memoria



Índice

1. Objeto del proyecto

1.1. Resumen del proyecto

2. Introducción

2.1. Energía fotovoltaica

2.2. Radiación e irradiancia solar

2.3. Descripción de un sistema solar fotovoltaico

2.3.1.1. Tipos de sistemas fotovoltaicos

2.3.1.1.1. Sistemas aislados

2.3.1.1.2. Sistemas conectados a red

2.3.1.1.3. Sistemas autoconsumo

2.3.1.2. Elementos de un sistema fotovoltaico

2.3.1.2.1. Célula fotovoltaica

2.3.1.2.2. Módulo fotovoltaico

2.3.1.2.3. Generador fotovoltaico

2.3.1.2.4. Inversor

2.3.1.2.5. Regulador de carga

2.3.1.2.6. Baterías

2.3.1.2.7. Estructura soporte

2.4. Tecnologías fotovoltaicas disponibles

2.4.1. Tipos de módulos fotovoltaicos

2.4.1.1. Tecnologías de silicio cristalino

2.4.1.1.1. Silicio monocristalino

2.4.1.1.2. Silicio policristalino

2.4.1.2. Tecnologías de lámina delgada (Thin film)

2.4.1.2.1. Silicio amorfo

2.4.1.2.2. Teluro de cadmio

3. Memoria descriptiva

3.1. Datos de partida.

3.1.1. Situación y emplazamiento de la instalación

3.1.2. Disposiciones legales y normativa aplicable

3.1.3. Análisis del recurso solar

3.1.4. Selección del módulo fotovoltaico

3.1.5. Superficie útil

3.2. Instalación fotovoltaica conectada a red

3.2.1. Generador fotovoltaico

3.2.2. Inversor

3.2.3. Cableado

3.2.4. Conducciones

3.2.5. Protecciones

3.3. Instalación fotovoltaica aislada

3.3.1. Generador fotovoltaico



- 3.3.2. Sistema de acumulación
- 3.3.3. Regulador
- 3.3.4. Inversor
- 3.3.5. Cableado
- 3.3.6. Conducciones
- 3.3.7. Protecciones
- 3.4. Instalación fotovoltaica autoconsumo instantáneo
 - 3.4.1. Generador fotovoltaico
 - 3.4.2. Inversor
 - 3.4.3. Cableado
 - 3.4.4. Conducciones
 - 3.4.5. Protecciones
- 4. Evaluación económica**
 - 4.1. Introducción
 - 4.2. Resultados
- 5. Conclusión**
- 6. Bibliografía**



1. Objeto del proyecto

El presente proyecto tiene por objetivo el análisis técnico y económico de una instalación fotovoltaica en una vivienda unifamiliar ubicada en Cabo de Palos (Cartagena), planteando distintas alternativas de conexión o no a la red:

- Instalación fotovoltaica conectada a red, dedicadas a la inyección a la red y venta de la energía eléctrica.
- Instalación fotovoltaica aislada, dedicadas al autoconsumo de la electricidad generada.
- Instalación fotovoltaica de autoconsumo instantáneo, que permite consumir total o parcialmente la energía generada.

1.1. Resumen del proyecto

El trabajo desarrollado se ha estructurado en los siguientes bloques:

Primero: introducción

En primer lugar se realizará una introducción a la energía solar, explicando brevemente cuales son los principios necesarios para su generación y definiendo los elementos que pueden componer cada una de las alternativas.

Segundo: Análisis del recurso solar / Superficie útil disponible

Análisis del recurso solar disponible en la zona de la instalación, adaptado a las particularidades y limitaciones existentes en cuanto a ángulos de inclinación y orientación de la instalación, obteniendo finalmente los valores de radiación solar para el ángulo seleccionado.

Para el cálculo de la instalación solar fotovoltaica tomaremos como punto de partida, además de la situación geográfica y orientación de la vivienda, la superficie disponible que podremos utilizar.

Tercero: Pre-dimensionado instalación

Una vez obtenidos los parámetros comunes a todas las alternativas, se procederá al diseño de los diferentes componentes que componen las diferentes instalaciones (Inversor, regulador, batería, instalación eléctrica).

Para la instalación fotovoltaica conectada a red, se realizará un cálculo de la producción anual esperada cuyos resultados serán comprobados a través del software PVSYST.

Para la instalación fotovoltaica aislada y instalación fotovoltaica de autoconsumo instantáneo, se realizará una estimación del consumo de la vivienda mediante la recopilación de todos los datos referentes a consumos previstos por medio de una auditoría sobre la potencia real de las cargas que se conectarán.



Cuarto: Análisis económico

A partir de los datos obtenidos, se realizará el estudio económico de cada una de las alternativas, mediante la previsión de los resultados de la instalación durante los 25 años de vida útil de la misma, simulando el flujo de caja anual (Cash-Flow), VAN y TIR.

Una vez realizados los respectivos análisis económicos de cada instalación podremos determinar la rentabilidad de los mismos, pudiendo llegar a una conclusión sobre el posible éxito o fracaso del proyecto

2. Introducción

2.1. Energía fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía que produce electricidad de origen renovable, obtenida directamente a partir de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica, o bien mediante una deposición de metales sobre un sustrato denominado célula solar de película fina.

La energía solar fotovoltaica se ha convertido en la tercera fuente de energía renovable más importante en términos de capacidad instalada a nivel global, después de la hidroeléctrica y eólica, y suponen ya una fracción significativa del mix eléctrico en la Unión Europea, cubriendo de media el 3% de la demanda de electricidad y alcanzando el 6% en períodos de mayor producción. En algunos países, como Alemania, Italia o España, alcanza máximos superiores al 10%, al igual que en algunos estados soleados de Estados Unidos, como California.

La obtención directa de electricidad a partir de la luz se conoce con el nombre de efecto fotovoltaico. La existencia de este fenómeno fue puesta de manifiesto por el físico Antoine Becquerel en el año 1839. Para conseguirlo, se requiere un material que absorba la luz del Sol y sea capaz de transformar la energía radiante absorbida en energía eléctrica. Justo lo que son capaces de hacer las células fotovoltaicas.

Las células fotovoltaicas se fabrican con semiconductores, que son elementos que tienen una conductividad eléctrica muy pequeña, pero superior a la de un aislante. Cuando los rayos de sol inciden sobre las células, la unión P-N de los semiconductores de ella, junto con su metal conductor ayudan a producir energía. Comentar que la unión P-N son cargas positivas y negativas que ayudan a producir corriente eléctrica, debido a una diferencia de potencial que se crea cuando se ilumina la célula.

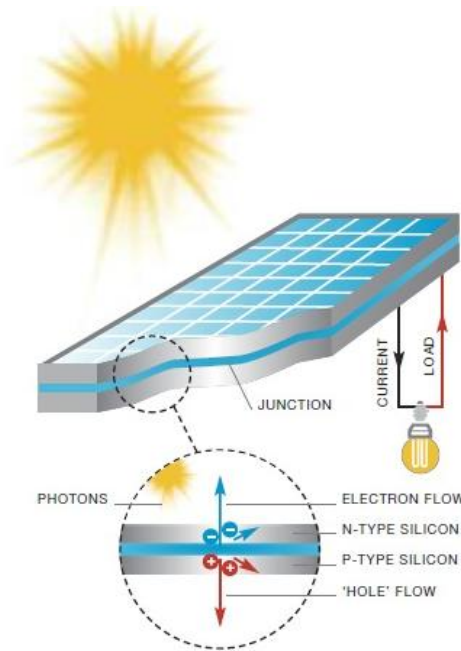


Figura 1: Ejemplo del efecto fotovoltaico

Cuando se cortocircuita la célula (es decir, se unen las regiones P y N mediante un conductor con resistencia nula) los electrones de la región N se desplazan a través del conductor y se unen con los huecos de la región P, produciendo electricidad gracias al flujo de electrones. Esta corriente se mantendrá mientras la célula esté iluminada.

La intensidad de la luz determina la cantidad de energía eléctrica que genera cada celda.

Al contrario que otras fuentes de energía, la fotovoltaica tiene una huella medioambiental reducida y puede ser instalada prácticamente en cualquier lugar. Además no necesita de luz intensa para operar, pudiendo generar electricidad en días lluviosos o de nubosidad abundante con la luz proveniente de la reflexión.

La tecnología fotovoltaica permite realizar instalaciones que alimentan sistemas alejados de la red de distribución o con difícil acceso a esta , y pueden trabajar de forma independiente o combinada con sistemas de generación eléctrica convencional.

Sus principales aplicaciones son:

- Conexión a red de pequeñas centrales eléctricas, que permiten disminuir las pérdidas en la red.
- Electrificación de edificaciones aisladas para alumbrado, pequeños electrodomésticos, y pequeños consumos no destinados a calentamientos.
- Alumbrado público aislado, como áreas de descanso, aparcamientos.
- Electrificación de sistemas de bombas de agua, repetidores de TV y telefonía, etc.
- Balizado y señalización: marítimos, viales, antenas, etc.

Los beneficios de la tecnología fotovoltaica son:

- Proviene de una fuente inagotable, el sol.



- No precisa de un suministro exterior, no consume combustible, ni necesita presencia de recursos como el agua o el viento.
- Necesita escaso mantenimiento y su vida útil es superior a 25 años.
- Reduce la dependencia energética.
- Mejoran la eficiencia de la red
- Sistema sencillo y fácil de instalar.
- Las plantas aeras requieren mantenimiento y tienen un riesgo de avería muy bajo.
- Permite el aprovechamiento de espacios .
- Se puede aumentar la potencia instalada y la autonomía de la instalación incorporando nuevos módulos y baterías respectivamente.

2.2. Radiación e irradiancia solar

En los sistemas fotovoltaicos se transforma la energía solar incidente en energía eléctrica. El conocimiento de la radiación solar es determinante tanto para conocer la energía disponible como para analizar el comportamiento de los distintos componentes que forman el sistema.

La Radiación Solar es la energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas. No sufre pérdidas apreciables por interacción con medio materiales.

A su paso por la atmósfera, la radiación solar es sometida a una combinación de procesos de reflexión, atenuación y difusión que alteran sus características. La reflexión en las nubes disminuye la radiación incidente en la superficie terrestre, mientras que la absorción por vapor de agua, ozono y CO₂ produce una modificación de las características espectrales de la radiación.

La irradiancia solar se define como la potencia de radiación solar por unidad de área incidente en una superficie. Sus unidades en el S.I son W/m².

Para el cálculo de la irradiancia solar que finalmente incide en una superficie arbitraria localizada en la corteza terrestre, se distinguen tres componentes:

- Radiación Directa “B”, representa la fracción de irradiancia procedente en línea recta del Sol.
- Radiación Difusa “D”, Cuantifica la radiación procedente de todo el cielo salvo del Sol, y por tanto incluye todos los rayos dispersados por la atmósfera. Su valor depende de la zona celeste de procedencia.
- Radiación del albedo (Reflejada) “R”, fracción de la radiación procedente de la reflexión en el suelo. Habitualmente supone una contribución mu pequeña pudiendo ser despreciada en algunos casos.

La suma de estos tres componentes constituye la irradiancia global:

$$G = B + D + R$$

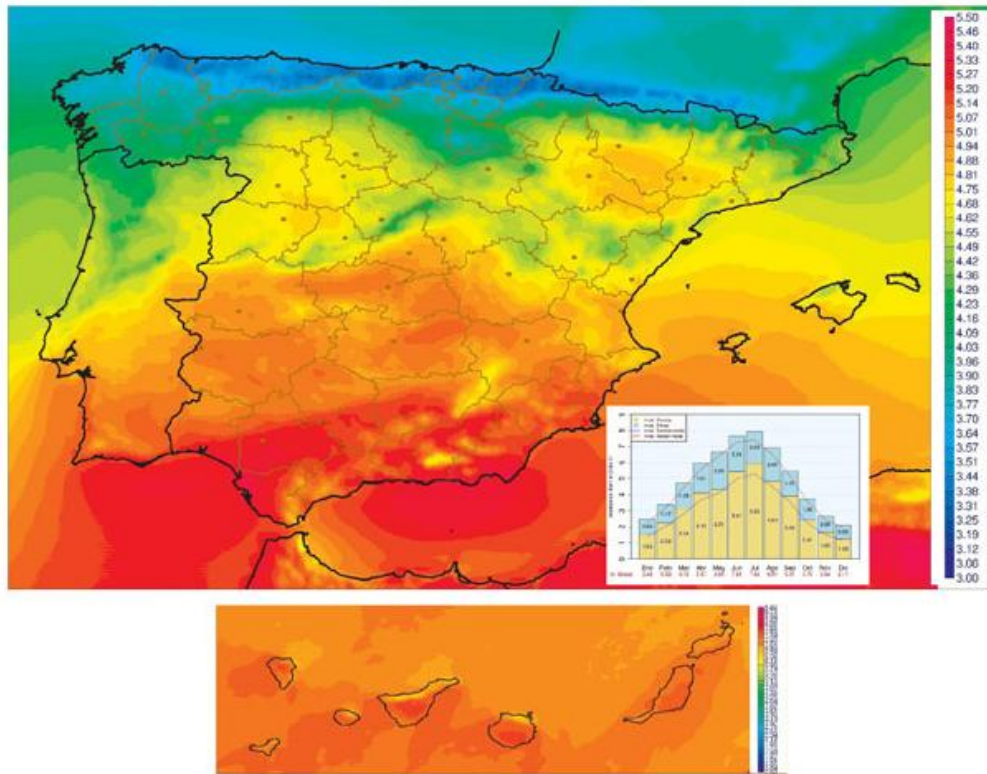


Figura 2: Atlas de la radiación solar en España

En la imagen anterior, se observan los valores medios mensuales, estacionales y anuales de las variables superficiales de radiación solar global, directa y difusa en plano horizontal con una resolución de 3x3km a partir del conjunto de satélites obtenidos por el CM-SAF.

En el Documento Básico de ahorro de energía, se puede ver la zonificación climática donde se establecerán los límites de zonas homogéneas. Las zonas se han definido teniendo en cuenta la Radiación Solar Global media diaria anual sobre superficie horizontal, tomando los intervalos que se relacionan para cada una de las zonas como se indica a continuación:

Zona climática	MJ/m ²	kWh/m ²
I	$H < 13,7$	$H < 3,8$
II	$13,7 \leq H < 15,1$	$3,8 \leq H < 4,2$
III	$15,1 \leq H < 16,6$	$4,2 \leq H < 4,6$
IV	$16,6 \leq H < 18,0$	$4,6 \leq H < 5,0$
V	$H \geq 18,0$	$H \geq 5,0$

Tabla 1: Radiación solar global media diaria anual

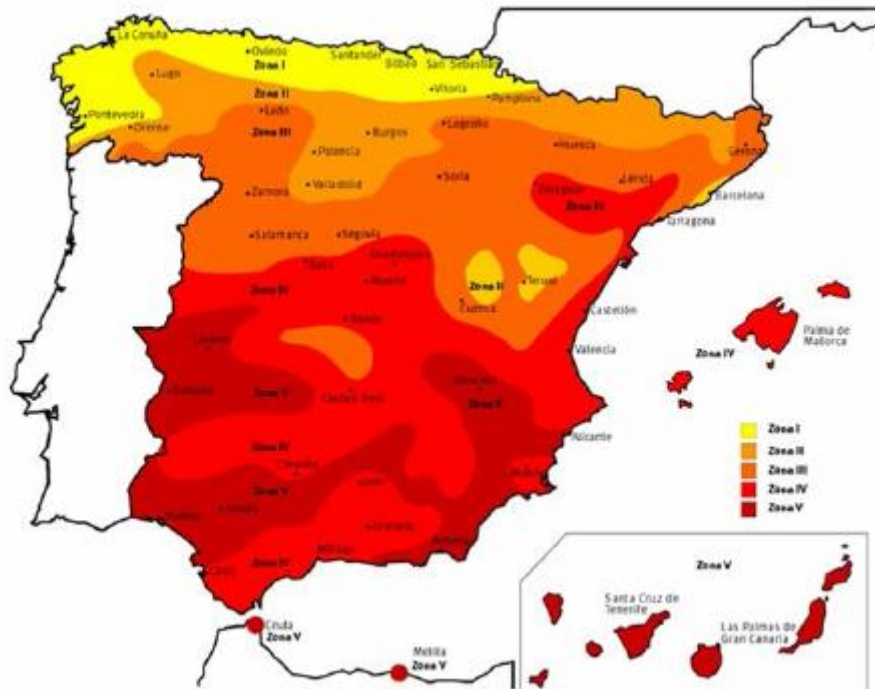


Figura 3: Zonas climáticas según la radiación solar media en España

2.3. Descripción de un sistema solar fotovoltaico

2.3.1. Tipos de sistemas fotovoltaicos

Se define un sistema fotovoltaico como un conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que concurren a captar y transformar la energía solar disponible, transformándola en utilizable como energía eléctrica.

Estos sistemas, independientemente de su utilización y tamaño se pueden dividir en tres categorías:

- Sistemas fotovoltaicos aislados o autónomos.
- Sistemas fotovoltaicos conectados a red.
- Sistema fotovoltaico autoconsumo

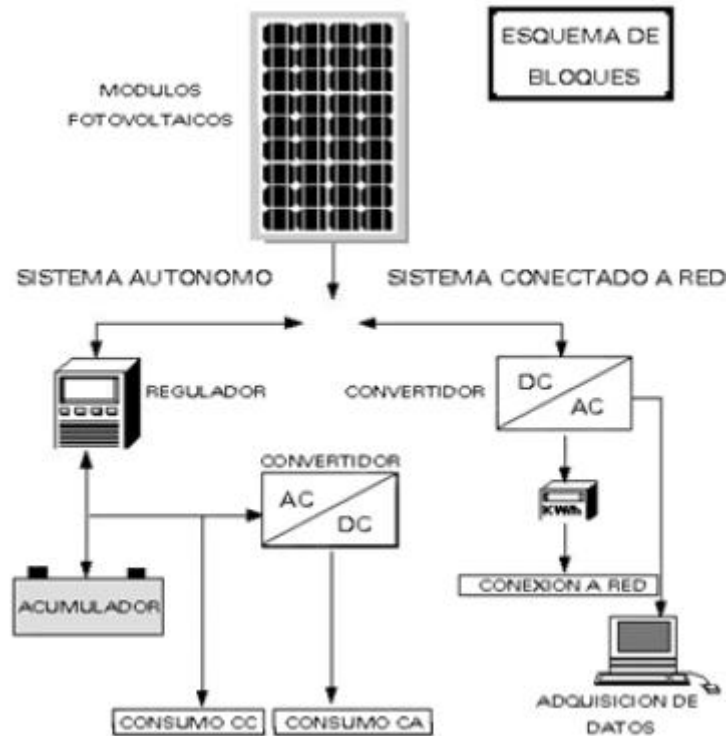


Figura 4: Sistema fotovoltaico aislado / Conectado a red

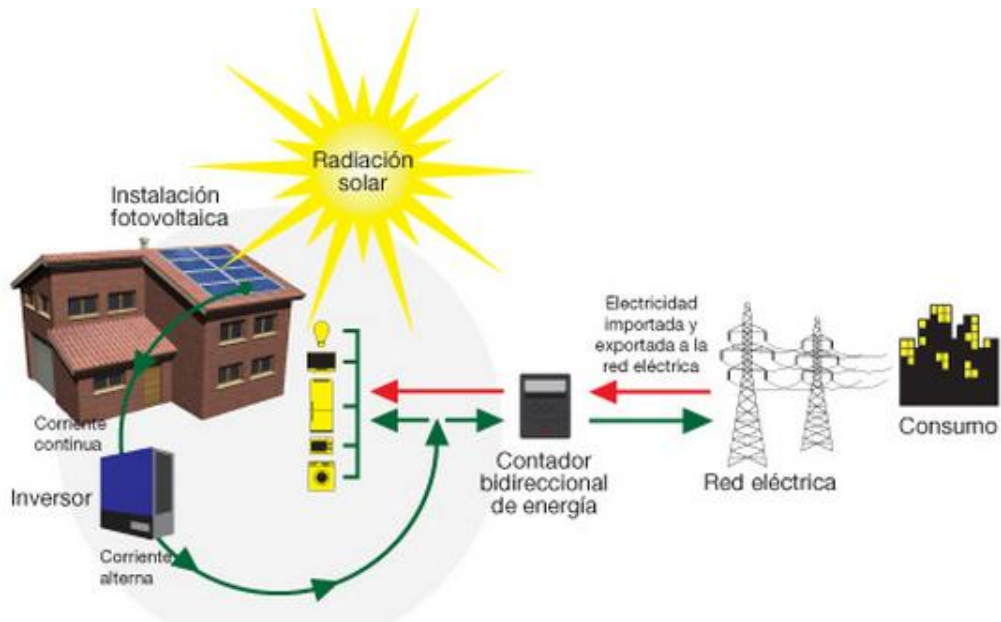


Figura 5: Autoconsumo instantáneo

2.3.1.1.1. Sistemas aislados

Un sistema fotovoltaico aislado o autónomo se trata de un sistema auto-abastecedor, ya que aprovecha la irradiación solar para generar la energía eléctrica necesaria para el suministro de una instalación (vivienda, pozo, sistema de riego, sistema de telecomunicación..)



Normalmente se utilizan para proporcionar electricidad a usuarios con consumo de energía bajos para los cuales no compensa pagar el coste de la conexión a la red y para los que sería muy difícil conectarlos debido a su posición poco accesible.

En los sistemas fotovoltaicos aislados es necesario almacenar la energía eléctrica mediante acumuladores (baterías) dimensionados de manera que garanticen una suficiente autonomía para los periodos en los que el sistema fotovoltaico no produce electricidad.

También es necesaria la instalación de un regulador de carga que fundamentalmente sirve para preservar las baterías de un exceso de carga del generador fotovoltaico.

2.3.1.1.2. Sistemas conectados a red

En un sistema fotovoltaico conectado a red, el productor no utiliza la energía directamente, sino que es vendida al organismo encargado de la gestión de la energía en el país. Tienen la ventaja de que la producción de electricidad se realiza en el periodo de tiempo en el que la curva de demanda de electricidad aumenta.

Las principales aplicaciones para estos sistemas son para tejados en viviendas (integración en edificios) y para plantas de generación de energía (centrales fotovoltaicas). También se pueden utilizar como elementos constructivos en diversos entornos urbanos, tales como barreras antisonido en autopistas y vías de tren, cubiertas de piscinas y aparcamientos, etc.

Un sistema fotovoltaico conectado a red se compone del generador fotovoltaico, un inversor DC/AC y un conjunto de protecciones eléctricas.

2.3.1.1.3. Sistema autoconsumo

El autoconsumo eléctrico consiste en consumir parte (autoconsumo parcial) o totalmente (autoconsumo total) la energía producida por una instalación propia de generación eléctrica.

El reglamento electrotécnico para Baja Tensión constituye el marco normativo básico de este tipo de instalaciones eléctricas. Su ITC-BT-40 trata las instalaciones generadoras distintas a transformar cualquier tipo de energía no eléctrica en energía eléctrica de baja tensión.

Una instalación fotovoltaica de autoconsumo instantáneo es una instalación cuya potencia de generación en ningún caso supere la potencia consumida por la instalación a la que va a abastecer. Es decir, que toda la energía que se produce con la fotovoltaica, se autoconsume instantáneamente, para evitar inyectar energía en la red. Esto supone hacer la instalación mucho más a medida, ya que hay que tener en cuenta dos aspectos:

- Perfil horario de consumo de la instalación eléctrica a la que se conectaría la fotovoltaica. (obtener mínima potencia consumida por la instalación en horario diurno a lo largo de un año)
- Perfil horario de generación de la instalación fotovoltaica de tal forma que la potencia entregada por el inversor nunca supere la potencia consumida por la instalación, y por lo tanto no se llegue a inyectar energía en la red.



2.3.1.2. Elementos sistemas fotovoltaicos

2.3.1.2.1. Célula fotovoltaica

El elemento principal de una instalación fotovoltaica es la célula solar. Se caracteriza por convertir directamente en electricidad los fotones provenientes de la luz del sol. Su funcionamiento se basa en el efecto fotovoltaico.

La corriente en una célula solar es un balance entre la fotocorriente y la corriente de oscuridad que, a su vez, depende de la tensión aplicada en los terminales del dispositivo. Cuando la tensión aplicada es nula (la célula está cortocircuitada) la corriente se debe exclusivamente a la fotocorriente. El valor de la corriente permanece casi constante hasta las cercanías del valor de tensión en el que el diodo comienza a conducir. A partir de este punto la corriente disminuye abruptamente hasta alcanzar un valor nulo (célula en circuito abierto) en el punto donde la fotocorriente y la corriente de oscuridad quedan compensadas.

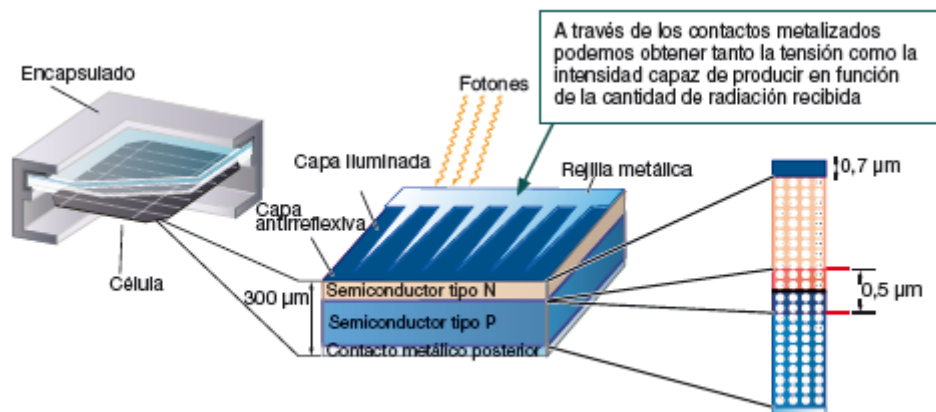


Figura 6: Estructura de una célula solar

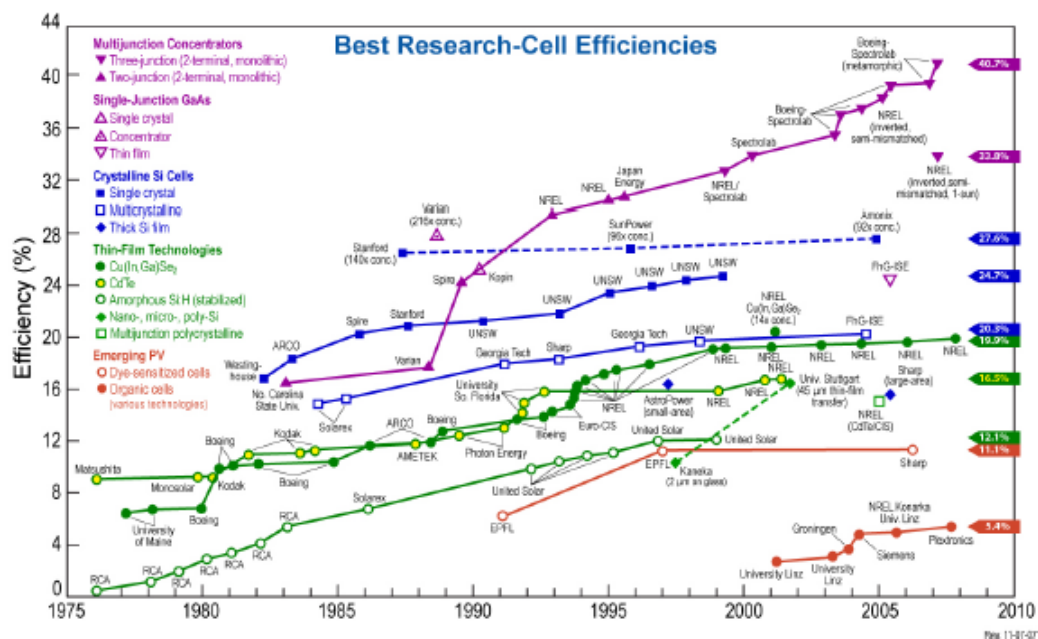


Figura 7: Evolución de la eficiencia de células según la tecnología (National Renewable Energy Laboratory (EEUU).



2.3.1.2.2. Módulo fotovoltaico

Las características eléctricas de una célula no son suficientes para alimentar las cargas convencionales. Es necesario realizar agrupaciones en serie y paralelo para entregar tensión y corriente adecuada.

Un módulo fotovoltaico es una asociación de células a las que protege físicamente de la intemperie y aísla eléctricamente del exterior, dando rigidez mecánica al conjunto.

Los componentes y las características de un módulo fotovoltaico son:

- Vidrio: Recubre el panel y sirve como protección para las células solares ante los fenómenos atmosféricos.
- Encapsulado: Protege el módulo de la intemperie. El modulo debe estar protegido ante la humedad, abrasión y rayos IV.
- Conexionado: Las células solares que forman el panel van conectadas entre sí en serie o paralelo. Su asociación proporciona el nivel adecuado de tensión e intensidad para el que ha sido diseñado el panel solar.
- Soporte: Proporciona rigidez estructural.
- Marco del panel: Permite la instalación sobre un determinado soporte.

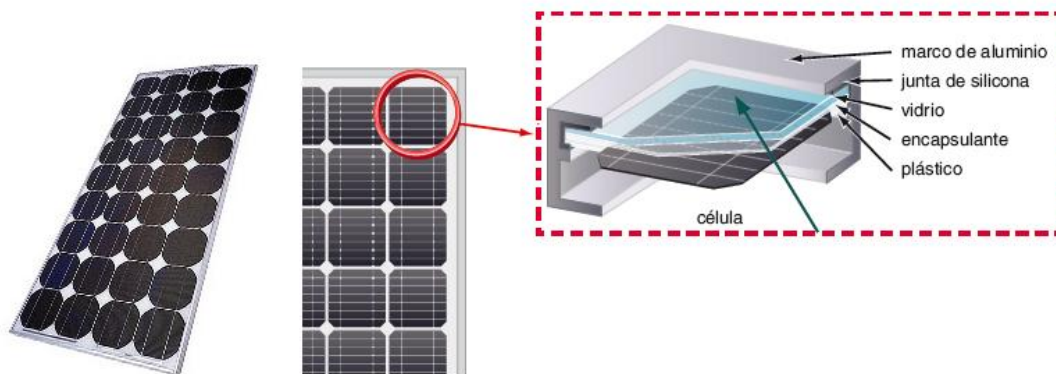


Figura 8: Componentes de un módulo fotovoltaico

Generalmente solo se utilizan ciertos voltajes estándar, como 1,5 V, 6 V, 12 V, 24 V, y 48 V, que son múltiplos unos de otros. Cualquier pedido específico de potencia se puede satisfacer conectando el número adecuado de módulos en serie y en paralelo. La asociación en serie de paneles permite alcanzar la tensión pedida mientras que la asociación en paralelo permite obtener la potencia deseada. Los paneles que se interconexiónen deberán tener la misma curva I-V a fin de evitar descompensaciones.



Type of solar cell	Highest reported small area cell efficiency			Highest reported module efficiency		
	Efficiency (%)	Area (cm ²)	Reference	Efficiency (%)	Area (cm ²)	Reference
Crystalline Si	24.7	4.0	UNSW ⁱ , PERL ^{ii,2}	22.7	778	UNSW/Gochermann ³
Multicrystalline Si	20.3	1.0	FhG-ISE ^{iii,4}	15.3	1017	Sandia/HEM ⁵
Amorphous (and nanocrystalline) Si	10.1	1.2	Kaneka, single junction ⁶	10.4	905	USSC ^{iv} , triple junction ⁷
μc-Si/αSi:H micro-morph cell	11.7	14.2	Kaneka, minimodule ⁸	11.7	14.2	Kaneka, minimodule ⁸
HIT ^v cell	21.8	100.4	Sanyo Corporation ⁹	17.3	11 000	Sanyo Corporation ⁹
GaAs cell	25.8	3.9	Kopin Corporation ¹⁰	Not relevant	Not relevant	
InP cell	21.9	4.0	Spire Corporation ¹¹	Not relevant	Not relevant	
GaInP ₂ /GaAs/Ge multijunction cell	39.3 [*]	0.4	Spectrolab, concentrator ¹²	Not relevant	Not relevant	
CdTe	16.5	1.0	NREL ^{vi,13}	10.7	4874	BP Solarex ¹⁴
CIGS ^{vii}	19.5	0.4	NREL ¹⁵	13.4	3459	Showa Shell ¹⁶

ⁱ UNSW, University of New South Wales.

ⁱⁱ PERL, passivated emitter rear locally diffused.

ⁱⁱⁱ FhG-ISE, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems.

^{iv} USSC, United Solar Systems Corporation.

^v HIT, heterojunction with intrinsic thin layer.

^{vi} NREL, National Renewable Energy Laboratory.

^{vii} CIGS, copper indium gallium diselenide.

^{*} Boeing-Spectrolab (Sylmar, CA) announced a 40.7% efficient cell under 240x concentrated light in December 2006 (unpublished).

Tabla 2: Mejores eficiencias reportadas por diferentes células y módulos solares (2008)

2.3.1.2.3. Generador fotovoltaico

Células fotovoltaicas ensamblados mecánicamente entre ellas forman el panel, mientras que un conjunto de módulos o paneles conectados eléctricamente en serie, forman una rama. Más ramas conectadas en paralelo para obtener la potencia deseada constituyen el generador fotovoltaico. Así el sistema eléctrico puede proporcionar las características de tensión y de potencia necesarias para las diferentes aplicaciones.

- Conectando en serie los módulos: la corriente total del modulo se adecua a la del modulo que genera menos corriente, mientras que la tensión global es el resultado de la suma de la tensión de cada modulo. Un conjunto de módulos conectados en serie se denomina “cadena”.
- Conectando en paralelo varias cadenas de módulos: La corriente total del generador fotovoltaico es el resultado de la suma de la corriente de salida de cada cadena. En cambio, la tensión global del sistema es equivalente a la suma de la potencia nominal de cada modulo.

2.3.1.2.4. Inversor

El inversor es uno de los componentes más importantes en los sistemas conectados a red, ya que maximiza la producción de corriente del dispositivo fotovoltaico y optimiza el paso de energía entre el módulo y la carga.

Es un dispositivo que transforma la energía continua producida por los módulos o campo fotovoltaico (12V,24V,48V,...) en la energía alterna requerida, para inyectarla en la red, con la que trabaja en régimen de intercambio.



Los inversores para la conexión a la red eléctrica están equipados con un dispositivo electrónico que permite extraer la máxima potencia del generador fotovoltaico. Este dispositivo sigue el punto de máxima potencia (MPPT) y tiene justamente la función de adaptar las características de producción del campo fotovoltaico a las exigencias de la carga.

Los inversores fotovoltaicos para conexión a la red eléctrica se caracterizan por operar conectados directamente al generador fotovoltaico, transformar la corriente DC en corriente AC e inyectar la potencia a la red. Para optimizar el grado de aprovechamiento del generador fotovoltaico deben seguir el punto de máxima potencia. Además deben trabajar con el máximo rendimiento generando energía con una determinada calidad (baja distorsión armónica, elevado factor de potencia, bajas interferencias electromagnéticas) y también cumplir determinadas normas de seguridad (para personas, equipos y red eléctrica).

En sistemas aislados, la finalidad del inversor es transformar corriente continua (CC) producida por el generador fotovoltaico, en corriente alterna (CA), necesaria para la alimentación directa de los usuarios. El inversor estará dimensionado para poder alimentar directamente la carga que se le quiere conectar.

Normalmente en sistemas fotovoltaicos autónomos el inversor está conectado a una batería, mientras en un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica el inversor está conectado directamente al generador fotovoltaico.

Los aspectos más importantes que deben examinarse a la hora de elegir un inversor para un sistema fotovoltaico autónomo son:

- Rango de variación admisible de la tensión de entrada
- Estabilidad de la tensión AC de salida
- Ausencia de componentes AC a la entrada del inversor
- Rendimiento en función del factor de potencia (el rendimiento decae a medida que aumenta el factor de potencia de las cargas, es máximo a potencia nominal, muy bajo a potencia de operación muy inferiores a la nominal y decrece a potencias mayores)
- Distorsión armónica de las ondas de tensión y corriente de salida. algunos equipos de consumo no operan correctamente con formas de onda no sinusoidales o con grandes contenidos en armónicos.
- Capacidad de sobrecarga.
- Protecciones incorporadas, tanto en la parte de la batería como en la salida en alterna.

La mayor parte de las protecciones de los sistemas fotovoltaicos van incorporadas en el propio inversor. Estas se refieren a la conexión a red (prevención de funcionamiento en modo isla mediante monitorización de la impedancia de la red y control de la respuesta ante variaciones de tensión y frecuencia de la misma), a la calidad de la energía suministrada (regulación de tensión, inyección de corriente con bajo contenido en armónicos y nula inyección de componente DC), y finalmente a las perturbaciones electromagnéticas, EMC.



2.3.1.2.5. Regulador de carga

El regulador de carga sirve fundamentalmente para preservar a los acumuladores de un exceso de carga por el generador fotovoltaico y de la descarga por el exceso de uso. Ambas condiciones son nocivas para la correcta funcionalidad y la duración de los acumuladores.

Determina el proceso de carga de una batería y es responsable tanto de la capacidad del sistema de satisfacer los consumo como de la vida útil de la batería. Además del control y vigilancia del estado de carga de la batería, el regulador de carga puede disponer de funciones como: alarmas, monitorización, visualizadores y compensación por temperatura de batería. A pesar de que el regulador de carga puede suponer sólo un 5% del coste total del sistema, su funcionamiento tiene una gran influencia en la vida útil de la batería y por tanto en el coste final del sistema.

El regulador de carga permite aprovechar al máximo la energía suministrada por el generador fotovoltaico, a la vez que garantiza un buen funcionamiento y una protección adecuada de las baterías. En caso de sobrecarga, el regulador pone en circuito abierto el generador fotovoltaico, evitando el paso de corriente del generador e informando al usuario mediante una alarma que la tensión de la batería es inferior a los niveles mínimos de seguridad.

Un regulador avanzado, además de las funciones de prevención de sobrecarga y sobredescarga, se encarga de suministrar información sobre el estado de carga de la batería. Permite la selección del tipo de carga (normal o carga de igualación) así como la corrección de la tensión de corte en función de la temperatura. Algunos reguladores pueden realizar el seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico, maximizando la energía transferida desde el generador fotovoltaico hacia la batería.

Las principales funciones del regulador son:

- Prevenir la sobrecarga de la batería. Limitar la energía suministrada a la batería por el generador fotovoltaico cuando la batería está plenamente cargada.
- Prevenir la sobredescarga de la batería. Desconectar los consumo de la batería cuando el estado de carga de la batería es muy bajo.
- Proporcionar funciones de control del consumo. Conectar y desconectar automáticamente los consumos en un momento determinado.
- Proporcionar información del estado del sistema a los usuarios, mostrando o indicando información como el voltaje y corriente de la batería, estado de carga, etc..
- Servir como mecanismo de control para la conexión de otros generadores auxiliares de energía.

2.3.1.2.6. Baterías

En los sistemas fotovoltaicos las baterías o acumuladores fotovoltaicos se utilizan principalmente como sistema de almacenamiento energético, debido al desplazamiento temporal que puede existir entre los periodos de generación (durante el día) y los periodos de consumo, permitiendo la operación de las cargas cuando el generador fotovoltaico por sí mismo no puede generar la potencia suficiente para abastecer el consumo.

La unidad de construcción básica de una batería es la celda de 2 Voltios. Dentro de cada celda la tensión real de la batería depende de su estado de carga (si esta cargándose, descargándose o en circuito abierto). En general la tensión de una celda varía entre 1,75 y 2,5V, siendo el promedio



alrededor de 2 V, tensión que se suele denominar como tensión nominal de la celda. Cuando las celdas de 2V se conectan en serie (positivo a negativo) las tensiones de las celdas se suman obteniéndose de esta manera baterías de 12,24,48V.

Si las baterías están conectadas en paralelo (positivo a positivo y negativo a negativo) las tensiones no cambian, pero se suman sus capacidades de corriente. Solo se deben conectar en paralelo baterías de igual tensión y capacidad.

La gran mayoría de las baterías del mercado son de Plomo-ácido, las cuales se adaptan bien a la operación en sistemas fotovoltaicos siempre y cuando se pueda realizar un mantenimiento adecuado. Se pueden encontrar baterías de Plomo-Calcio y Plomo-Antimonio. Las primeras necesitan menor mantenimiento y tienen menor autodescarga, mientras que las segundas se deterioran menos en el ciclado diario y presentan mejores prestaciones para niveles bajos de carga.

Otro tipo de baterías que se suelen utilizar en aplicaciones fotovoltaicas son las de Níquel-Cadmio, que se utilizan en ocasiones en aplicaciones profesionales en la que el coste no es un parámetro definitivo. Estas baterías presentan ventajas respecto a las de plomo-ácido como son la posibilidad de sufrir descargas profundas o permanecer largos periodos en baja carga sin sufrir deterioro. Tienen una menor autodescarga y un menor mantenimiento.

Existen otros tipos de baterías, como las de Níquel-Hierro, Níquel-Zinc, Zinc-Cloro o Ión-Litio, que no presentan en la actualidad características apropiadas para su utilización en sistemas fotovoltaicos.

Las baterías gelificadas son otro tipo de baterías de plomo-ácido, en las que el electrolito está bajo la forma de un gel líquido, teniendo la ventaja de que el electrolito no puede ser derramado.

Las baterías de gel suelen utilizar rejillas de plomo-calcio. La adición de dióxido de silicio "gelifica" el electrolito. Estas baterías utilizan un mecanismo interno de recombinación para minimizar el escape de gases y por tanto reducen las pérdidas de agua. Algunas poseen una pequeña cantidad de ácido fosfórico añadido al electrolito para mejorar la profundidad de descarga en el ciclado, minimizando la oxidación de la rejilla (corrosión) a bajos estados de carga. Estas baterías son adecuadas para aplicaciones de descarga profunda.

2.3.1.2.7. Estructura soporte

Los módulos fotovoltaicos que forman el generador, están montados sobre una estructura mecánica cuyo objetivo es el de sujetarlos y optimizar la radiación solar.

- Estructura fija:

La posición más habitual y sencilla de los paneles es la fija. Los paneles agrupados se fijan en una estructura soporte que asegure la orientación e inclinación definida. Debe garantizar una sujeción segura de los equipos y facilitar el montaje y el conexionado.

Los materiales más comunes a utilizar son acero galvanizado y aluminio, las cuales son estructuras que trabajan a intemperie y son de larga duración.



Cabe destacar que aunque es la más barata es la que presenta menor rendimiento en relación con el coste. Esto se debe a que la estructura siempre presenta la misma inclinación y no aprovecha la radiación solar como los seguidores.

- Estructuras móviles:

Son estructuras con soportes móviles o con seguimiento solar donde su función va mucho más allá de la sujeción de los paneles, consiguiéndose un incremento en la recepción de la energía que implica un aumento en el rendimiento y en el coste de la instalación. Las estructuras llevan incorporadas una unidad de control que posiciona el eje en la orientación óptima

Los diferentes tipos de estructuras para el seguimiento solar son las siguientes:

- Seguimiento en un eje horizontal, Norte-Sur.
- Seguimiento en un eje acimutal (vertical).
- Seguimiento en un eje inclinado (polar).
- Seguimiento a dos ejes.

2.4. Tecnologías fotovoltaicas disponibles

2.4.1. Tipos de módulos fotovoltaicos

Existen diferentes tecnologías de células fotovoltaicas en el mercado, cada una de ellas tiene diferentes características. Las más comunes se pueden ver clasificadas en la siguiente tabla:

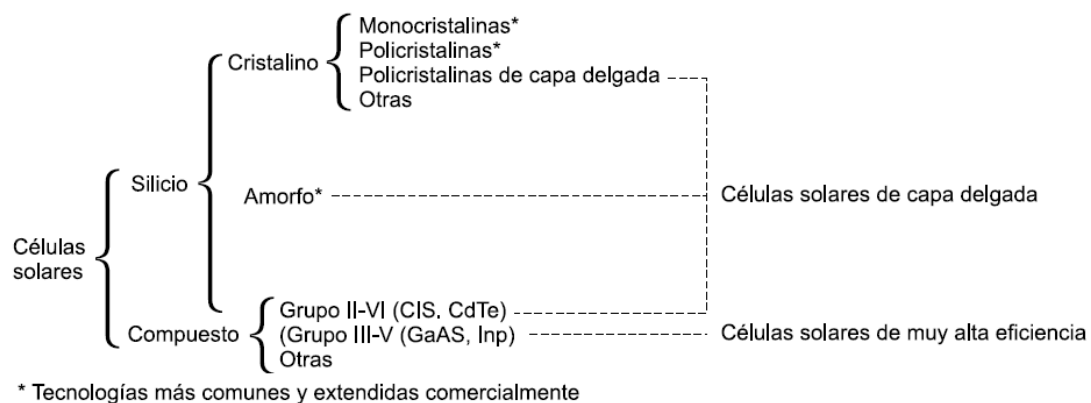


Figura 9: Tecnologías más comunes y extendidas comercialmente

Las tecnologías de fabricación de dispositivos fotovoltaicos pueden clasificarse en tres grandes grupos:

- Tecnologías comerciales: Son aquellas tecnologías ampliamente utilizadas a nivel comercial. Están compuestas principalmente por las basadas en silicio cristalino, que es la tecnología dominante, aunque también han entrado en esta categoría algunas tecnologías de lámina delgada (Thin Film).
- Tecnologías pre-comerciales: Tienen un nivel de desarrollo elevado aunque aún no están presentes de forma significativa en el mercado mundial. Dentro de estas tecnologías están, por un lado, aquellas que buscan reducir los costes por vatio



aumentando la eficiencia, entre las que destacan las células multi-unión basadas en semiconductores III-V; y por otro lado, aquellas que persiguen reducir el coste del vatio pico abaratando los costes de fabricación, entre los que se encuentran las células orgánicas y las fotoelectroquímicas.

- Tecnologías emergentes y nuevos conceptos: Están aún en una fase temprana de investigación, pero presentan un gran potencial de reducción de costes, a medio-largo plazo, también mediante las vías de aumento de eficiencia o abaratamiento de costes de fabricación.

A continuación se definirán las principales tecnologías comerciales, que son las que utilizaremos para la resolución del proyecto:

2.4.1.1 Tecnologías de silicio cristalino

Con esta tecnología se logra una eficiencia media a un coste medio. Una doble capa antirreflectante y una superficie frontal con pirámides invertidas minimizan las pérdidas ópticas. La oblea de silicio tiene un espesor de $400\mu\text{m}$, ofreciendo una larga trayectoria óptica y, por lo tanto, aumentando la absorción de fotones con una energía mayor que el band gap del Silicio.



Figura 10: Silicio Monocristalino/Policristalino

2.4.1.1.1. Silicio monocristalino

La mayoría de las células actualmente en el mercado son monocristalinas. Estas células están formadas principalmente a partir de un único tipo de cristal de silicio.

La técnica más extendida de fabricación de silicio monocristalino es el método Czochralski (ó método CZ), en el que una semilla de silicio monocristalino toca la superficie del silicio fundido contenido en un crisol. Conforme la semilla del cristal se va extrayendo muy lentamente, el silicio fundido se solidifica y sus átomos siguen la estructura de la semilla y, por tanto, van extendiendo la estructura monocristalina. Las células tienen un color uniforme, generalmente azul o negro y se consigue un rendimiento del 24.7% en laboratorio y un 16% en producción.



2.4.1.1.2. Silicio policristalino

Muy similar al silicio monocristalino, diferenciándose en que en estas el silicio de partida está formado por un conglomerante de estructuras cristalinas, es decir, se utiliza un silicio de bajo coste.

El proceso de cristalización no es tan cuidadoso, solidificándose de forma heterogénea. Por esta razón, disminuye su conductividad eléctrica y su rendimiento se ve reducido. No obstante, como se reduce el tiempo y coste de fabricación, son más baratas.

Los paneles fabricados con esta tecnología presentan un grosor considerable. Mediante el empleo del silicio con otra estructura o de otros materiales semiconductores es posible conseguir paneles más finos y versátiles que permiten incluso en algún caso su adaptación a superficies irregulares. Son los denominados paneles de lámina delgada (Thin film).

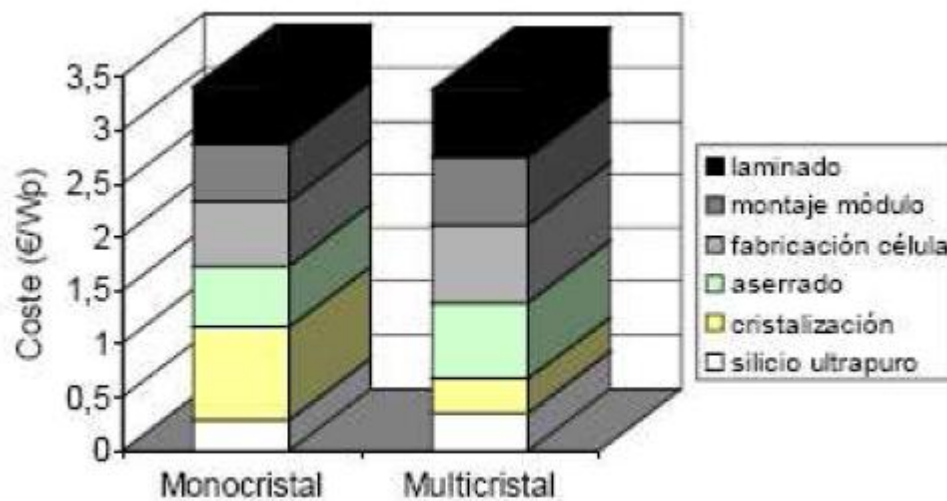


Figura 11: Comparación silicio monocristalino y policristalino

En el imagen anterior, podemos ver una distribución aproximada de costes de fabricación de una célula solar monocristalina y polocristalina. Se observa que a pesar de la reducción de costes de la célula policristalina, los costes quedan aumentados por el menor rendimiento del modulo y mayor tasa de rechazo en la fabricación de la célula (10% frente al 5% en monocristalino).

La diferencia entre la superficie de las células monocristalinas y policristalinas se basa en que las policristalinas tienen zonas de colores diferentes, en vez del color uniforme de las células monocristalinas. Las células monocristalinas consiguen un rendimiento del 19% en laboratorio entre un 10% y un 12% en producción.

2.4.1.2. Tecnologías de lámina delgada (Thin Film)

Se encuentra por detrás de la tecnología convencional en términos de eficiencia pero es la más barata y ligera por lo que se óptima para su colocación en tejados.



Es el material más eficiente de condiciones pobres, mientras que también resulta extremadamente robusto, a prueba de vandalismo.

Los módulos fotovoltaicos Thin Film tienen un precio por vatio más bajo y son menos sensibles que los módulos cristalinos convencionales a las elevaciones de temperatura, así como a la luz difusa.

Los módulos fotovoltaicos Thin Film están contruidos depositando capas extremadamente delgadas de material fotosensitivo en material “low cost” como por ejemplo puede ser el vidrio, acero inoxidable o plástico. Una vez depositado el material es unido a la parte trasera, mediante un laser se corta en múltiples celdas delgadas.

El rango de potencias de un modulo común van desde 60 a 350W dependiendo del tamaño del sustrato y su eficiencia. No hay un tamaño estandarizado u optimo de producción de esta tecnología, como resultado de esto los tamaños van desde 0,6 a 1m² para CIGS y CdTe, a de 1,4 hasta 5,7m² para módulos basados meramente en silicio. Los módulos extremadamente grandes son de gran interés para el sector de la edificación debido a las eficiencias en términos de manufactura y precio.

2.4.1.2.1. Silicio amorfo (a-Si)

Consiste en una estructura cristalina no definida que contiene muchos defectos tanto de estructura como de enlaces (gran cantidad de huecos), lo que provoca una disminución considerable en la eficiencia del material. Para contrarrestar esta baja eficiencia, se le añaden átomos de hidrógeno con el fin de facilitar el movimiento de los electrones cubriendo esos huecos libres que posee defectuosamente el silicio amorfo. Con este material se fabrican láminas flexibles que pueden ser muy útiles en muchas aplicaciones.

Una ventaja del silicio amorfo es que sus células pueden fabricarse a una temperatura de deposición relativamente baja, generalmente entre 200°C -500°C, lo que permite el uso de varios sustratos de bajo coste.

El principal problema del silicio amorfo es su disminución de eficiencia tras una prolongada exposición a los rayos solares, a pesar de que el material es muy estable y el comportamiento frente a agentes externos como humedad, temperatura, corrosión es muy buena. Durante las 100 primeras horas de funcionamiento se produce una degradación hasta que se estabiliza y la producción de corriente es prácticamente estable después.

2.4.1.2.2. Teluro de cadmio (CdTe)

Consiste en un material policristalino, es decir, formado por pequeños cristales de varias micras de tamaño. Su coeficiente de absorción es aún más elevado que el del silicio amorfo.

Los módulos de teluro de cadmio industriales presentan eficiencias en torno al 11%.

Al contrario que los módulos a-Si, no sufren mecanismos de degradación inicial por luz. El proceso de fabricación es sencillo y económico, y actualmente presenta los costes más bajos de todas las tecnologías comerciales de módulos fotovoltaicos.



El uso de Cd, material altamente tóxico, supuso inicialmente un impedimento al desarrollo de esta tecnología. Hoy en día, sin embargo, esto no se considera preocupante, pues mientras el Cd está integrado en el interior del módulo fotovoltaico, no se produce ningún tipo de emisión al medioambiente.

En la fabricación de este tipo de células se utiliza vidrio recubierto con una delgada película de un compuesto cristalino de cadmio - telurio en vez del típico y costoso silicio, necesitando 100 veces menos material semiconductor.

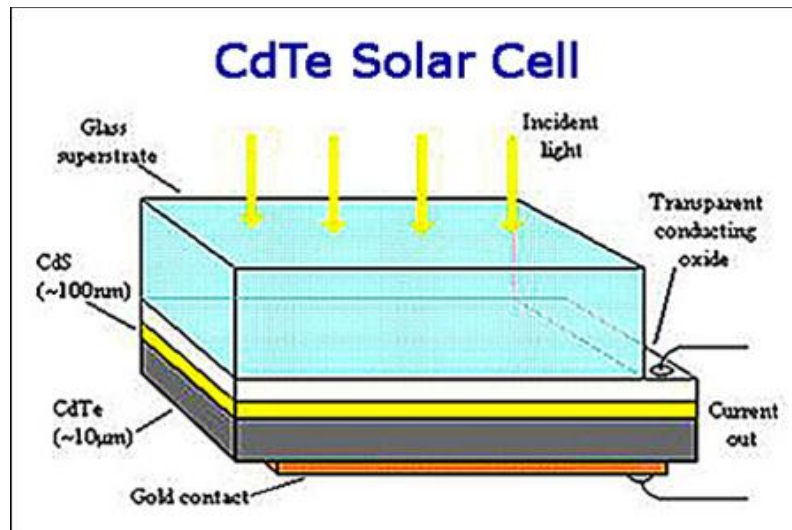


Figura 12: Estructura de una célula telurio de cadmio

Una ventaja a destacar de esta tecnología es que existen multitud de técnicas para su fabricación, la mayoría de las cuales tienen un gran potencial para producciones a gran escala.

3. Memoria descriptiva

3.1. Datos de partida

3.1.1. Situación y emplazamiento de la instalación

La ubicación de la instalación objeto de estudio se localiza en una vivienda existente situada en Cabo de Palos (Cartagena), concretamente en la calle de la Isla y Arco de los Reyes, S/N. A continuación se muestra una vista aérea de la vivienda donde se ejecutara la instalación.



Figura 13: Vista aérea de la vivienda objeto de estudio

La vivienda se localiza a 9m sobre el nivel del mar y sus coordenadas son:

- Latitud: 37°37'19.37" N
- Longitud: 0°42'40.53" O

La vivienda se encuentra orientada con una leve inclinación respecto al Sur, de forma que, la fachada del mismo no se encuentra totalmente orientada al Sur, siendo éste un dato a tener presente a la hora de instalar los módulo fotovoltaicos.

3.1.2. Disposiciones legales y normativa aplicable

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de Mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1003/2010, de 5 de agosto, por el que se regula la liquidación de la prima equivalente a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica en régimen especial.
- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto-Ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.



- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto-Ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.
- Real Decreto-Ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.
- Real Decreto 842/200, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- UNE-EN 61215 para módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino.
- UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada.
- UNE-EN 61730-1 y 2 sobre seguridad en módulos fotovoltaicos.
- Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red.
- Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red.
- Norma UNE-EN 62466 Sistemas fotovoltaicos conectados a red.
- Real Decreto 1578/2008 de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

3.1.3. Análisis del recurso solar

La energía disponible, es la energía solar que va a incidir sobre la superficie de nuestros paneles solares. Esta energía variará en función de diferentes factores como son: inclinación, desviación perpendicular de los paneles con relación a la orientación Sur, albedo, etc.

Para el análisis del recurso solar en la instalación a diseñar, recurriremos al software PVSYST, por lo que en este apartado mostraremos los datos obtenidos sobre radiación solar, horizonte solar y otras características intrínsecas del lugar de instalación.

PVSYST es un software de diseño de instalaciones fotovoltaicas (aisladas, conectadas a red, bombeo) que permite realizar un análisis profundo de las variables que intervienen en las instalaciones fotovoltaicas, mostrando su repercusión en la generación principal de energía eléctrica.

Para realizar el análisis del recurso solar en la instalación se utilizara la opción de pre-diseño de la instalación, donde se introducirá en el programa la ubicación de la instalación.

Una vez definida la ubicación de la instalación, se introducirán los datos de orientación (-3° azimuth con respecto al Sur) e inclinación, mostrando diferentes alternativas para la inclinación.

Para obtener el Angulo de inclinación idóneo para nuestra instalación, se realizarán varias simulaciones (teniendo en cuenta una potencia pico del generador de 1kWp) a distintos ángulos con el fin de obtener la inclinación que presente menos pérdidas.

Angulo de inclinación (º)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Pérdidas (%)	10,9	10,2	9,6	8,9	8,3	7,7	7,1	6,5	6	5,5



Angulo de inclinación (°)	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Pérdidas (%)	5	4,5	4,1	3,7	3,3	2,9	2,5	2,2	1,9	1,6

Angulo de inclinación (°)	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Pérdidas (%)	1,4	1,1	0,9	0,7	0,6	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1

Tabla 3: Simulaciones ángulo de inclinación/ %pérdidas

Como se puede apreciar el ángulo óptimo de la instalación sería a partir de los 30° donde las pérdidas son muy bajas. Esa inclinación óptima es casi imposible de obtener en nuestra instalación puesto que la altura de la pérgola a instalar sería demasiado grande, por lo tanto para seleccionar nuestro ángulo de inclinación se tendrán en cuenta las características de la pérgola que tendrá una altura máxima de 5 metros, siendo en ese caso el Angulo de inclinación de 16°.

A continuación se realizará una comparación de la radiación solar mensual sobre ángulo inclinación óptimo y el ángulo de inclinación seleccionado:

	Gl. horiz. kWh/m².día	Coll. Plane kWh/m².día	System output kWh/día	System output kWh
Ene.	2.58	4.29	2.19	68
Feb.	3.39	4.83	2.46	69
Mar.	4.68	5.77	2.94	91
Abr.	5.60	5.87	2.99	90
May.	6.55	6.12	3.12	97
Jun.	7.03	6.22	3.17	95
Jul.	7.23	6.51	3.32	103
Ago.	6.23	6.18	3.15	98
Sep.	5.10	5.85	2.98	89
Oct.	3.77	5.05	2.58	80
Nov.	2.50	3.82	1.95	58
Dic.	2.26	3.91	1.99	62
Año	4.75	5.37	2.74	1000

Figura 14: Radiación solar para ángulo óptimo (34°)



	Gl. horiz. kWh/m ² .día	Coll. Plane kWh/m ² .día	System output kWh/día	System output kWh
Ene.	2.58	3.51	1.84	57
Feb.	3.39	4.22	2.21	62
Mar.	4.68	5.38	2.83	88
Abr.	5.60	5.93	3.11	93
May.	6.55	6.56	3.44	107
Jun.	7.03	6.86	3.60	108
Jul.	7.23	7.11	3.73	116
Ago.	6.23	6.42	3.37	104
Sep.	5.10	5.65	2.97	89
Oct.	3.77	4.54	2.38	74
Nov.	2.50	3.23	1.70	51
Dic.	2.26	3.15	1.65	51
Año	4.75	5.22	2.74	1000

Figura 15: Radiación solar para ángulo propuesto (16°)

Finalmente la inclinación seleccionada será de 16°, de la cual se observa que no existen grandes diferencias de radiación anual con respecto al ángulo óptimo de inclinación.

3.1.4. Selección del módulo fotovoltaico

Existen varios tipos de paneles solares fotovoltaicos, dependiendo de la célula solar del que están compuestos. En nuestro caso haremos una comparación entre silicio monocristalino, silicio policristalino, silicio amorfo y telurio de cadmio.

Para su selección recurriremos a la empresa Phoenix Solar (Empresa dedicada a la comercialización de equipos fotovoltaicos de todo tamaño, venta al por mayor de paneles e inversores solares fotovoltaicos, y a la construcción y mantenimiento de plantas a gran escala), que trabaja con los siguientes fabricantes:

- Europeos: Sharp, Qcells, LG, SolarWord, First Solar.
- Asiáticos: Yingli, Suntech, Yinko solar, Csun.

Para la selección del módulo policristalino y monocristalino, realizaremos una tabla comparativa para seleccionar el óptimo para nuestra instalación.

Los criterios que se tendrán en cuenta para la selección del panel fotovoltaico serán la potencia máxima de panel, así como sus dimensiones. Se seleccionará la que nos proporcione la máxima potencia en función de la superficie disponible.



Policristalino						
Fabricante	Modelo	Pmax (w)	Dimensiones (mm)	Eficiencia	Nºmax Paneles	Pmax (W)
Sharp	ND-R250A5	250	1652 x 994 x 46	15,2	20	5000
Qcells	Q,PRO L 300	300	1956 x 988 x 45	15,8	17	5100
Solarword	Plus SW 255	255	1675 x 1001 x 31	-	20	5100
Yingly	YL300P-35b	300	1970 x 990 x 50	15,4	17	5100
Suntech	STP300-24/ve	300	1956 x 992 x 40	15,5	17	5100
Csun	CSUN 300-72P	300	1956 x 990 x 50	15,49	17	5100

Tabla 4: Módulos fotovoltaicos Silicio Policristalino

Monocristalino						
Fabricante	Modelo	Pmax (w)	Dimensiones (mm)	Eficiencia	Nºmax Paneles	Pmax (W)
Sharp	-	-	-	-	-	-
Qcells	Q.PEAK-G3 280	280	1670 x 1000 x 35	16,8	20	5600
Solarword	Plus SW 280	280	1675 x 1001 x 31	-	20	5600
Yingly	YL280C-30b	280	1650 x 990 x 40	15,9	20	5600
Suntech	STP 265S-20/Wd	265	1640 x 992 x 35	16,3	21	5565
Csun	CSUN 300-72M	300	1956 x 990 x 50	15,49	17	5100

Tabla 5: Módulos fotovoltaicos Silicio Monocristalino

Por lo tanto, los módulos seleccionados serán Q PRO L300 y Q.PEAK-G3 280 del fabricante Qcells, ya que su eficiencia es mayor tanto en silicio monocristalino como silicio policristalino a igualdad de potencia.

De los fabricantes expuestos anteriormente solo Sharp y First Solar trabajan con silicio amorfo y telurio de cadmio. Por lo tanto, se han seleccionado los siguientes módulos.

Silicio-Amorfo						
Fabricante	Modelo	Pmax (w)	Dimensiones (mm)	Eficiencia	Nºmax Paneles	Pmax (W)
Sharp	NA-E135G5	135	1402 x 1001 x 7,4	9,6	24	3240

Tabla 6: Módulos fotovoltaicos Silicio Amorfo

Telurio de Cadmio						
Fabricante	Modelo	Pmax (w)	Dimensiones (mm)	Eficiencia	Nºmax Paneles	Pmax (W)
First Solar	FS-272	72,5	1200 x 600 x 6,8	10,07	45	3262.5

Tabla 7: Módulos fotovoltaicos Telurio de Cadmio

3.1.5. Superficie útil

La superficie útil disponible para la instalación será la proporcionada por la pérgola instalada, que tendrá unas dimensiones como indica la siguiente figura:

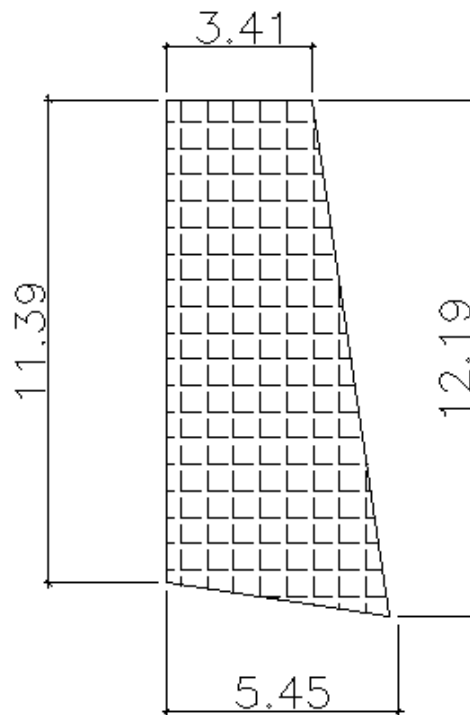
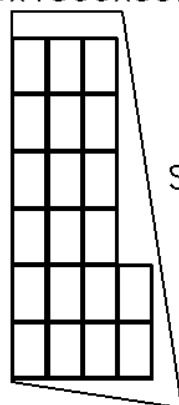


Figura 16: Superficie útil Pérgola (Unidades en metros)

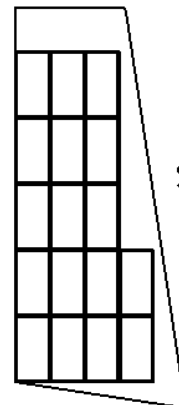
Atendiendo a los módulos seleccionados para cada tecnología, tendremos un área máxima que podremos ocupar, siendo la distribución de los paneles como se indica a continuación:

Silicio monocristalino
1670x1000x35mm



Superficie útil
37.2m²

Silicio policristalino
1956x988x45mm



Superficie útil
37.8m²

Figura 17: Distribución módulos Silicio Monocristalino/Silicio Policristalino

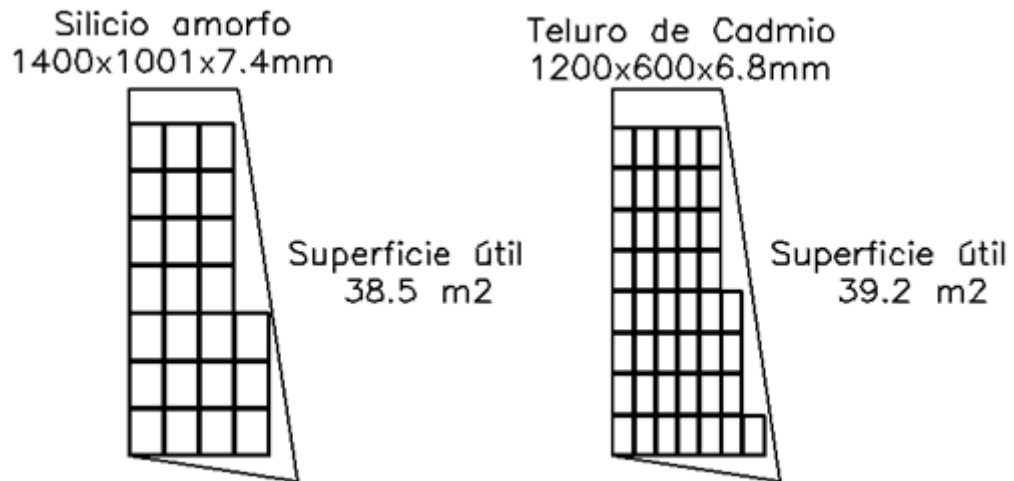


Figura 18: Distribución de módulos Silicio Amorfo / Teluro de Cadmio

3.2. Instalación fotovoltaica conectada a red

3.2.1. Generador fotovoltaico

Los módulos fotovoltaicos seleccionados para la instalación fotovoltaica conectada a red serán los descritos en el apartado "3.1.4. Selección módulo fotovoltaico", ya que al tratarse de una conexión a red nos interesa obtener la máxima producción de energía para inyectarla, por lo tanto haremos uso de todo el tamaño de la pérgola.

Por lo tanto, los módulos que utilizaremos en esta parte de la instalación son los siguientes:

- Q,PEAK-G3, 280 W monocristalino, con una potencia instalada de 5600 W, formado por un único string de 20 módulos en serie.
- Q,PRO L300, 300 W policristalino, con una potencia instalada de 5100 W, formado por un único string de 17 módulos en serie.
- NA-E135G5, 135 W silicio-amorfo, con una potencia instalada de 3240 W, formado por 3 strings en paralelo de 8 módulos en serie.
- FS-272, 72.5 W Teluro de Cadmio, con una potencia instalada de 3262.5 W, formado por 5 strings en paralelo de 6 módulos en serie y 3 strings en paralelo de 5 módulos en serie.

Las características técnicas de estos módulos pueden verse en el ANEXO 3 , Documentación técnica.

3.2.2. Inversor

El inversor es una pieza fundamental en la instalación eléctrica fotovoltaica, ya que permite la conversión de energía generada por los paneles fotovoltaicos de corriente continua a corriente alterna.

Para la selección del inversor, utilizaremos el software SunnyDesign, en el cual introduciremos el modelo de panel solar con sus características reales. Con estos datos, además de la ubicación



y temperaturas máximas y mínima de la instalación, el programa determinara una serie de configuraciones para la instalación, de la cual se seleccionará la idónea.

El inversor seleccionado para cada una de las tecnologías es el siguiente:

- Silicio Monocristalino, Inversor Sunny Boy STP5000TL
- Silicio Policristalino, Inversor Sunny Boy STP5000TL
- Silicio - Amorfo, Inversor Sunny Boy SB 3000HF
- Teluro de Cadmio, Inversor Sunny Boy SB 3000-HF

Las características técnicas de estos inversores pueden verse en el ANEXO 3 , Documentación técnica.

3.2.3. Cableado

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1.5%.

Los cables tendrán una tensión asignada no inferior a 0.6/1kV, y deberán cumplir los requisitos especificados en la parte correspondiente de la Norma UNE 20.460-5-523. La sección de estos conductores será la adecuada a las intensidades y caídas de tensión previstas.

Para instalaciones generadoras de baja tensión la ITC-BT-40 en su punto 5, indica que la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1.5 % , para intensidad nominal. Por esta razón vamos a considerar una caída de tensión máxima en la parte de continua de 1.5% y un 1% en la parte de corriente alterna.

El cable de corriente continua se seleccionará de las tablas del REBT según el tipo de montaje y corregido por el factor de temperatura. La corriente máxima admisible del cable, será mayor que 1.25 veces la corriente máxima que circula por el (ITC-BT-40):

Para el tramo de corriente continua se utilizarán conductores con aislamiento de PVC e instalados en el interior de tubos empotrados.

El cableado de corriente alterna deberá asegurar una mínima pérdida de tensión y tiene que poseer un dimensionamiento correcto para la conducción de la intensidad de corriente deseada. Por seguridad se debe diseñar para que soporte al menos un 125% de la intensidad máxima a la salida del inversor.

Para el tramo de corriente alterna se utilizarán conductores con aislamiento de PVC e instalados en el interior de tubos empotrados.

Para la protección de la instalación, el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión , según la norma ITC-BT-18 “ Instalaciones de puesta a tierra “ establece que deben conectarse correctamente todas las masas metálicas de una instalación con tierra, con el objeto de imitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.



Los conductores de protección sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos.

Aplicando los criterios de diseño, las secciones mínimas a emplear para cada tramo y alternativa son las siguientes:

	Sección (mm ²)			
	Corriente Continua	Corriente Alterna	Protección CC	Protección CA
Silicio Monocristalino	2,5	4	2,5	4
Silicio Policristalino	2,5	4	2,5	4
Silicio Amorfo	4	10	4	10
Teluro de Cadmio	4	10	4	10

Tabla 8: Sección instalación fotovoltaica conectada a red

3.2.4. Conducciones

Los cables de la instalación irán bajo tubo corrugado, aislante y no propagador de la llama, empotrado en las paredes.

El diámetro exterior mínimo de los tubos, en función del número y sección de los conductores se obtendrá de la ITC-BT-21. Deberán tener un diámetro tal que permitan un fácil alojamiento y extracción de los cables o conductores aislados.

El tubo empleado será de PVC curvable para canalizaciones empotradas ordinarias en obra de fábrica (paredes, techos y falsos techos), huecos de la construcción y canales protectoras de obra. Las características mínimas que deberán tener son las expuestas en la siguiente tabla:

Característica	Código	Grado
Resistencia a la compresión	2	Ligera
Resistencia al impacto	2	Ligera
Temperatura mínima de instalación y servicio	2	-5°C
Temperatura máxima de instalación y servicio	1	+60°C
Resistencia al curvado	1-2-3-4	Cualquiera de las especificadas
Propiedades eléctricas	0	No declaradas
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Contra objetos D ≥ 1 mm
Resistencia a la penetración del agua	2	Contra gotas de agua cayendo verticalmente cuando el sistema de tubos está inclinado 15°
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2	Protección interior y exterior media
Resistencia a la tracción	0	No declarada
Resistencia a la propagación de la llama	1	No propagador
Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada

Figura 19: Características mínimas para tubos en canalizaciones empotradas ordinarias en obra (paredes, techos y falsos techos), huecos de la construcción y canales protectoras de obra

El tubo seleccionado será de la marca MOMAR. Será de PVC, aislante y no propagador de la llama.

3.2.5. Protecciones

El objetivo de las protecciones consistirá en mantener la instalación en funcionamiento normal sin perjuicios provocados a causa de agentes externos, o accidentes fortuitos. En toda



instalación eléctrica es necesaria la instalación de elementos de protección contra sobrecargas y cortocircuitos, así como todo tipo de contactos indirectos que puedan provocarse. Las protecciones se separan según la zona de la instalación, separando la zona de corriente continua de la zona de corriente alterna.

Además de las protecciones de la instalación, el propio inversor lleva incorporadas las siguientes protecciones:

Dispositivos de protección	
Punto de desconexión en el lado de entrada	De serie
Monitorización de toma a tierra/red	De serie/de serie
Protección contra polarización inversa de CC / resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica	De serie/ De serie/ -
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	De serie
Cable de protección (según IEC 6210)/ Categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I/III

Tabla 9: Dispositivos de protección inversor

Las únicas protecciones a diseñar en la parte de corriente continua serán los interruptores magnetotérmicos que irán instalados en una caja cercana al string que permitirán su desconexión y los fusibles que irán montados en bases portafusibles.

	Corriente Continua		Corriente alterna	
	Magnetotérmico (A)	Fusible(A)	Magnetotérmico (A)	Fusible(A)
Silicio Monocristalino	10	10	10	10
Silicio Policristalino	10	10	10	10
Silicio Amorfo	16	16	16	16
CdTe	10	10	10	10

Tabla 10: Protecciones instalación fotovoltaica conectada a red

3.3. Instalación fotovoltaica aislada

3.3.1. Generador fotovoltaico

El procedimiento de dimensionado utilizado para la determinación del tamaño del generador fotovoltaico es el criterio del mes peor, que nos permitirá satisfacer las necesidades de consumo en el mes peor de un año promedio, es decir, en el mes que baja al mínimo la proporción de energía solar disponible.

El consumo estimado de la vivienda asciende a 8356 Wh/día como puede verse en el ANEXO 1 de cálculos justificativos de una instalación fotovoltaica aislada.

Para cubrir las necesidades energéticas de la vivienda se necesitarán como mínimo 3.7 kWp.

La instalación estará formada por 14 módulos fotovoltaicos, distribuidos en dos ramas en paralelo por siete paneles en serie con lo que podremos suministrar la energía suficiente para alimentar todas las necesidades a cubrir en la vivienda.

Los módulos utilizados para cada una de las instalaciones son los siguientes:

- Q, PEAK-G3, 280W monocristalino, que nos proporcionara una potencia pico de 3.925kWp.
- Q,PRO L300, 300W policristalino, que nos proporcionara una potencia pico de 4200Wp



Un punto a tener en cuenta en el agrupamiento de los módulos, es que cada rama debe tener el mismo número de módulos, es decir, estas deben ser simétricas para evitar posibles desequilibrios en el conjunto.

En este apartado no se han desarrollado las tecnologías de Silicio Amorfo ni Teluro de Cadmio, ya que por el espacio del que se dispone no se puede abastecer la demanda energética de la vivienda.

Las características técnicas de estos módulos pueden verse en el ANEXO 3 , Documentación técnica.

3.3.2. Sistema de acumulación

El sistema de acumulación será el encargado de almacenar la energía eléctrica producida por el sistema de generación fotovoltaico, para poder disponer de ella en las horas del día que no luzca el sol.

Para obtener 5 días de autonomía en los meses de menos radiación serán necesarias 8 baterías. El modelo propuesto de batería que se va a usar es de la marca Tudor modelo Enersol T1250 C120.

Son baterías estacionarias translúcidas a 6 vasos de 2V. Su capacidad es de 1282Ah, la cual ha sido obtenida para una temperatura de 25°C.

La batería seleccionada tiene una buena vida útil, aproximadamente 1500 ciclos y ofrecen un gran rendimiento cuando se trata de cargas y descargas lentas. Requieren de bajo mantenimiento y pueden ser recicladas.

3.3.3. Regulador

Los responsables de controlar el buen funcionamiento del conjunto de la instalación evitando la sobrecarga y sobredescarga de la batería, y proporcionando información al usuario sobre el estado del sistema de la batería es el regulador.

El regulador seleccionado será FLEXmax FM80-150VDC, con una corriente máxima de salida de 80A y puede soportar 150VCC en condiciones de baja temperatura y 145VCC para arranque y condiciones máximas de operación.

Las características técnicas del regulador FLEXmax FM80 pueden verse en el ANEXO 3 , Documentación técnica.

3.3.4. Inversor

De acuerdo con la estimación de la demanda efectuada para la vivienda, el inversor propuesto para cada una de las alternativas es Tauro BC 5048 48Vcc de onda senoidal, con una potencia nominal de 5000W.

El inversor cuenta con ventilación forzada para evitar sobrecalentamiento y daños ocasionados por este tipo de fallo. Esta ventilación forzada permite el uso del inversor durante un periodo de tiempo prolongado y aumenta la vida útil del aparato. Además dispone de un sistema de control que le permite un funcionamiento completamente automatizado.



Las características técnicas del Inversor Tauro BC5048 puede verse en el ANEXO 3 , Documentación técnica.

3.3.5. Cableado

Los conductores serán de tensión asignada 0.6/1kV, de cobre con aislamiento de PVC e irán aislados en tubos empotrados en obra.

Los conductores de protección serán de cobre aislados y su sección vendrá determinada por la ITC-BT-18. Estos conductores de protección sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos.

A continuación se muestra una tabla resumen del cableado de los tramos de la instalación para cada tecnología, especificando la sección de los conductores para cada tramo:

- Silicio Monocristalino:

Silicio Monocristalino	Sección conductor mm ²	Cableado de protección (mm ²)
Tramo 1: Paneles- Regulador	50	25
Tramo 2: Regulador - Acumulador	35	16
Tramo 3: Acumulador - Inversor	10	10
Tramo 4: Inversor - Carga	6	6

Tabla 11: Secciones Silicio Monocristalino, instalación aislada

- Silicio Policristalino:

Silicio Policristalino	Sección conductor mm ²	Cableado de protección (mm ²)
Tramo 1: Paneles- Regulador	50	25
Tramo 2: Regulador - Acumulador	35	16
Tramo 3: Acumulador - Inversor	6	6
Tramo 4: Inversor - Carga	6	6

Tabla 22: Secciones Silicio Policristalino, instalación aislada

3.3.6. Conducciones

Los cables de la instalación irán bajo tubo corrugado , aislante y no propagador de la llama, empotrado en las paredes.

El diámetro exterior mínimo de los tubos, en función del número y sección de los conductores se obtendrá de la ITC-BT-21. Deberán tener un diámetro tal que permitan un fácil alojamiento y extracción de los cables o conductores aislados.

El tubo empleado será de PVC curvable para canalizaciones empotradas ordinarias en obra de fábrica (paredes, techos y falsos techos), huecos de la construcción y canales protectoras de obra. Las características mínimas que deberán tener son las expuestas en la siguiente tabla:



Característica	Código	Grado
Resistencia a la compresión	2	Ligera
Resistencia al impacto	2	Ligera
Temperatura mínima de instalación y servicio	2	-5°C
Temperatura máxima de instalación y servicio	1	+60°C
Resistencia al curvado	1-2-3-4	Cualquiera de las especificadas
Propiedades eléctricas	0	No declaradas
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Contra objetos $D \geq 1 \text{ mm}$
Resistencia a la penetración del agua	2	Contra gotas de agua cayendo verticalmente cuando el sistema de tubos está inclinado 15°
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2	Protección interior y exterior media
Resistencia a la tracción	0	No declarada
Resistencia a la propagación de la llama	1	No propagador
Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada

Figura 20 : Características mínimas para tubos en canalizaciones empotradas ordinarias en obra (paredes, techos y falsos techos), huecos de la construcción y canales protectoras de obra

El tubo seleccionado será de de la marca MOMAR. Será de PVC, aislante y no propagador de la llama

3.3.7. Protecciones

La instalación eléctrica del campo fotovoltaico dispone de sus propias protecciones, las cuales van incluidas en cada uno de los elementos constituyentes de la instalación.

Los módulos fotovoltaicos disponen de unos diodos de bloqueo que evitan la disipación de energía en situaciones de defecto eléctrico.

Los reguladores de carga incorporan relés de estado sólido que los protege contra la inversión de polaridad, sobretensiones , sobrecorrientes, cortocircuitos, etc.

El inversor dispone de protecciones para fallos tales como pueden ser, baja tensión de entrada, sobretensión de entrada, temperatura elevada, cortocircuito en la salida y sobrecarga.

Para poder hacer independientes las zonas susceptibles a mantenimiento o reparación, se incorporan seccionadores fusibles. En la ITC-BT-22 se detalla la protección contra sobreintensidades en las instalaciones de baja tensión. Se elegirá como protección un fusible de tipo gG, es decir, un cartucho fusible de uso general limitador de corriente, que es capaz de interrumpir todas las corrientes desde su intensidad asignada I_n hasta su poder de corte asignado. Sirven para sobrecargas y cortocircuitos.

Los fusibles seleccionados tanto para el silicio monocristalino como policristalino son los siguientes:

- Tramo 1: Paneles- Regulador. Se colocara un fusible Cylindrical Type gG 80 A de la marca Legrand.
- Tramo 2: Regulador-Acumulador. Se colocara un fusible Cylindrical Type gG 80A de la marca Legrand.



- Tramo 3: Acumulador - Inversor. Se colocara un fusible Cylindrical Type gG 32 A de la marca Legrand.
- Tramo 3: Inversor-Carga. Se colocara un fusible Cylindrical Type gG 32 A de la marca Legrand .

Las características técnicas de estos fusibles pueden verse en el ANEXO 3 , Documentación técnica.

3.4. Instalación fotovoltaica autoconsumo instantáneo

3.4.1. Generador fotovoltaico

Una instalación fotovoltaica de autoconsumo instantáneo es una instalación cuya potencia de generación en ningún caso supere la potencia consumida por la instalación a la que va a abastecer. Es decir, que toda la energía que se produce con la fotovoltaica, se autoconsume instantáneamente, para evitar inyectar energía en la red.

El consumo estimado de la vivienda asciende a 8356 Wh/día como puede verse en el ANEXO 1 de cálculos justificativos de una instalación fotovoltaica aislada.

Para cubrir las necesidades energéticas de la vivienda se necesitarán como mínimo 3.7 kWp.

Los módulos utilizados para cada una de las instalaciones son los siguientes:

- Q, PEAK-G3, 280W monocristalino, que nos proporcionara una potencia pico de 3.925kWp.
- Q,PRO L300, 300W policristalino, que nos proporcionara una potencia pico de 3900 Wp

En este apartado no se han desarrollado las tecnologías de Silicio Amorfo ni CdTe, ya que por el espacio del que se dispone no se puede abastecer la demanda energética de la vivienda.

Las características técnicas de estos módulos pueden verse en el ANEXO 3 , Documentación técnica.

3.4.2. Inversor

El inversor es una pieza fundamental en la instalación eléctrica fotovoltaica, ya que permite la conversión de energía generada por los paneles fotovoltaicos de corriente continua a corriente alterna.

El inversor seleccionado será Sunny Desing SB4000TL-21, que a diferencia de la conexión a red, este llevara incorporado el sistema PCM(Power Control Module), con el cual evitaremos la conexión a la red del excedente de la producción.

El objetivo del PCM es reducir la potencia real del inversor en cuanto se detecta la inyección de las energía fotovoltaica generada a la red pública. Puede reducir la potencia real entre el 100% y el 0%, referida a la potencia nominal del inversor.

Las características técnicas de este inversor puede verse en el ANEXO 3 , Documentación técnica.



3.4.3. Cableado

Los cables tendrán una tensión asignada no inferior a 0.6/1kV, y deberán cumplir los requisitos especificados en la parte correspondiente de la Norma UNE 20.460-5-523. La sección de estos conductores será la adecuada a las intensidades y caídas de tensión previstas.

Tanto para el tramo de corriente continua como para el tramo de corriente alterna se utilizarán conductores con aislamiento de PVC e instalados en el interior de tubos empotrados.

Para la protección de la instalación, el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, según la norma ITC-BT-18 “Instalaciones de puesta a tierra” establece que deben conectarse correctamente todas las masas metálicas de una instalación con tierra, con el objeto de imitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

Los conductores de protección sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos.

Aplicando los criterios de diseño, las secciones mínimas a emplear para cada tramo y alternativa son las siguientes:

	Sección (mm ²)			
	Corriente Continua	Corriente Alterna	Protección CC	Protección CA
Silicio Monocristalino	2.5	16	2.5	16
Silicio Policristalino	2.5	16	2.5	16

Tabla 33: Secciones instalación fotovoltaica autoconsumo instantáneo

3.4.4. Conducciones

Los cables de la instalación irán bajo tubo corrugado, aislante y no propagador de la llama, empotrado en las paredes.

El diámetro exterior mínimo de los tubos, en función del número y sección de los conductores se obtendrá de la ITC-BT-21. Deberán tener un diámetro tal que permitan un fácil alojamiento y extracción de los cables o conductores aislados.

El tubo empleado será de PVC curvable para canalizaciones empotradas ordinarias en obra de fábrica (paredes, techos y falsos techos), huecos de la construcción y canales protectoras de obra. Las características mínimas que deberán tener son las expuestas en la siguiente tabla:



Característica	Código	Grado
Resistencia a la compresión	2	Ligera
Resistencia al impacto	2	Ligera
Temperatura mínima de instalación y servicio	2	-5°C
Temperatura máxima de instalación y servicio	1	+60°C
Resistencia al curvado	1-2-3-4	Cualquiera de las especificadas
Propiedades eléctricas	0	No declaradas
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Contra objetos $D \geq 1 \text{ mm}$
Resistencia a la penetración del agua	2	Contra gotas de agua cayendo verticalmente cuando el sistema de tubos está inclinado 15°
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2	Protección interior y exterior media
Resistencia a la tracción	0	No declarada
Resistencia a la propagación de la llama	1	No propagador
Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada

Figura 21 : Características mínimas para tubos en canalizaciones empotradas ordinarias en obra (paredes, techos y falsos techos), huecos de la construcción y canales protectoras de obra

El tubo seleccionado será de la marca MOMAR. Será de PVC, aislante y no propagador de la llama

3.4.5. Protecciones

El objetivo de las protecciones consistirá en mantener la instalación en funcionamiento normal sin perjuicios provocados a causa de agentes externos, o accidentes fortuitos. En toda instalación eléctrica es necesaria la instalación de elementos de protección contra sobrecargas y cortocircuitos, así como todo tipo de contactos indirectos que puedan provocarse. Las protecciones se separan según la zona de la instalación, separando la zona de corriente continua de la zona de corriente alterna.

Además de las protecciones de la instalación, el propio inversor lleva incorporadas las siguientes protecciones:

Dispositivos de protección	
Punto de desconexión en el lado de entrada	De serie
Monitorización de toma a tierra/red	De serie/de serie
Protección contra polarización inversa de CC / resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica	De serie/ De serie/ -
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	De serie
Cable de protección (según IEC 6210)/ Categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I/III

Tabla 44: Dispositivos de protección inversor

Las únicas protecciones a diseñar en la parte de corriente continua serán los interruptores magnetotérmicos que irán instalados en una caja cercana al string que permitirán su desconexión y los fusibles que irán montados en bases portafusibles.



	Corriente Continua		Corriente alterna	
	Magnetotérmico (A)	Fusible(A)	Magnetotérmico (A)	Fusible(A)
Silicio Monocristalino	16	16	32	32
Silicio Policristalino	16	16	32	32

Tabla 15: Protecciones instalación fotovoltaica autoconsumo instantáneo

4. Evaluación económica

4.1. Introducción

De las soluciones que son técnicamente viables, se realiza el análisis económico de las mismas:

- Instalación fotovoltaica conectada a red (En base al RD24/2013, tomando como tarifa para la venta de electricidad el precio en el mercado libre)
- Instalación fotovoltaica aislada
- Instalación fotovoltaica autoconsumo instantáneo (En base a la propuesta de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo).

Los datos económicos comunes a los diferentes análisis que se han hecho son los siguientes:

- Financiación:

Para la instalación fotovoltaica conectada a red y autoconsumo instantáneo, se ha supuesto una inversión inicial propia del 30% y una financiación del 70% del presupuesto general restante con la entidad bancaria. Se ha fijado un tipo de interés nominal (Euribor + 2) igual al 3%, del valor total del presupuesto de la instalación, amortizable en 10 años.

En el caso de la instalación fotovoltaica aislada tendrá un préstamo adicional ocasionado por la durabilidad de las baterías. En este caso se ha supuesto una inversión inicial del 30 % y un 70% de financiación, amortizable a 6 años .

- Ingresos

Para la instalación fotovoltaica conectada a red, se deberán conocer los ingresos que producirán la instalación generadora de energía eléctrica. Estos ingresos se obtendrán multiplicando la cantidad de energía eléctrica inyectada a la red por el precio al que se pagará dicha energía.

Para obtener el precio al cual se venderá la energía, se ha consultado la web OMIE (Operador Mercado Ibérico Eléctrico), donde se ha calculado una media del precio por kWh de los últimos años. El precio obtenido asciende a 5.129 c€/kWh.

El precio de venta de la energía será actualizado por el Índice de Precios de Consumo subyacente .

- Costes de explotación

Dependiendo de la instalación que estudiemos, tendremos unos determinados costes de explotación (Para el cálculo de los costes de explotación tendremos que tener en cuenta el Índice de precios de Consumo subyacente). A continuación se describirán cada uno de ellos:



Costes de funcionamiento de la instalación: Los costes de funcionamiento de la instalación serán igual a los producidos por las tasas del seguro contratado para cubrir posibles pérdidas en la generación eléctrica o desperfectos en la instalación y al coste de las labores de mantenimiento para el correcto funcionamiento de la instalación.

Costes financieros: Costes ocasionados por el préstamo al banco, es decir, los intereses. El interés viene definido como, un índice utilizado para medir la rentabilidad de los ahorros o también el costo de un crédito.

Costes de depreciación: El termino depreciación se define como una reducción periódica del valor de un bien material o inmaterial. Según el Real Decreto 1777_204, de 30 de Julio por el que se aprueba el reglamento de impuestos sobre sociedades, el coeficiente lineal máximo de nuestra instalación es del 8%, con un período máximo de 25 años.

Ahorro en la factura: En el caso de la instalación fotovoltaica aislada de la red y instalación fotovoltaica de autoconsumo instantáneo, se tendrán en cuenta los ahorros producidos al no comprar energía de la red.

Peaje de respaldo: En las instalaciones de autoconsumo instantáneo se deberá pagar por la energía consumida procedente de la instalación de generación. El valor del peaje de respaldo para una tarifa 2.0A asciende a 0.067568 €/kWh.

- Cash Flow, VAN y TIR

Valor actual neto (VAN): Se define como el sumatorio de los flujos netos de caja anuales actualizados menos la inversión inicial. Con este indicador de evaluación se conoce el valor del dinero actual (hoy) que va a recibir el proyecto en el futuro, a una tasa de interés y un periodo determinado, a fin de comparar este valor con la inversión inicial

Tasa Interna de retorno (TIR): Se define como la tasa de descuento o tipo de interés que hace que el VAN sea igual a cero. Se considera que si el TIR es superior a la tasa de descuento aplicada, el proyecto es rentable.

Flujo de Caja (Cash - Flow): Se define como una estimación anual del saldo neto efectivo, desglosando la diferencia entre los ingresos de las ventas previstas y los pagos mensuales previstos.

Tasa de actualización o descuento: Se define como la tasa de rendimiento mínimo esperado por el inversionista por debajo del cual se considera que no conviene invertir. En este proyecto, se ha considerado una tasa de actualización del 5% para todas las alternativas.

Impuesto de sociedades: Aplicable en todo el territorio Español, siendo del 30% para las grandes empresas y del 25% para pequeñas y medianas empresas.

4.2. Resultados

Una vez definidos todos los parámetros que afectaran al análisis económico de las diferentes instalaciones, se presentan los resultados obtenidos para cada una de ellas:

- Instalación fotovoltaica conectada a red



○ Silicio Monocristalino

Instalación fotovoltaica conectada a red (Silicio Monocristalino)			
Potencia instalada	5,6 (kW)	Recursos propios	4.346,77 € (30% inversión)
Energía generada anual	8.058,00 (kWh)	Plazo de financiación	10 (años)
Producción específica prevista	1.438,93 (kWh año / kWp instalado)	IPC estimado	1.5%
Perdidas de producción anuales	0,76%	Interés nominal	3%
Vida útil	25 (años)	Ingresos de explotación (año 1)	5,129 (c€/kWh)
Impuesto de sociedades	25%	Costes funcionamiento instalación (año 1)	119,63 (€/año)
Tasa de actualización	5%	Costes depreciación (12,5 años)	870,59 (€/año)
Inversión	14.479,22 €	Valor Actual Neto (VAN)	-9.050,53 €
Préstamo solicitado	10.135,45 € (70% inversión)	Tasa Interna de Retorno (TIR)	-

Tabla 16: Resultados económicos instalación fotovoltaica conectada a red. Silicio Monocristalino

○ Silicio Policristalino

Instalación fotovoltaica conectada a red (Silicio Policristalino)			
Potencia instalada	5,1(kW)	Recursos propios	4.120,49 € (30% inversión)
Energía generada anual	7.338,95 (kWh)	Plazo de financiación	10 (años)
Producción específica prevista	1.439,01 (kWh año / kWp instalado)	IPC estimado	1.5%
Perdidas de producción anuales	0,76%	Interés nominal	3%
Vida útil	25 (años)	Ingresos de explotación (año 1)	5,129 (c€/kWh)
Impuesto de sociedades	25%	Costes funcionamiento instalación (año 1)	105,94 (€/año)
Tasa de actualización	5%	Costes depreciación (12,5 años)	826,05 (€/año)
Inversión	13.734,95 €	Valor Actual Neto (VAN)	-8.783,04 €
Préstamo solicitado	9.614,17 € (70% inversión)	Tasa Interna de Retorno (TIR)	-

Tabla 17:Resultados económicos instalación fotovoltaica conectada a red. Silicio Policristalino

○ Silicio Amorfo

Instalación fotovoltaica conectada a red (Silicio Amorfo)			
Potencia instalada	3,240 (kW)	Recursos propios	3.330,83 € (30% inversión)
Energía generada anual	4.662,9 (kWh)	Plazo de financiación	10 (años)
Producción específica prevista	1.439,17 (kWh año / kWp instalado)	IPC estimado	1.5%
Perdidas de producción anuales	0,76%	Interés nominal	3%
Vida útil	25 (años)	Ingresos de explotación (año 1)	5,129 (c€/kWh)
Impuesto de sociedades	25%	Costes funcionamiento instalación (año 1)	76,81(€/año)
Tasa de actualización	5%	Costes depreciación (12,5 años)	753,87 €
Inversión	11.102,76 €	Valor Actual Neto (VAN)	-7.923,43 €
Préstamo solicitado	7.771,94 € (70% inversión)	Tasa Interna de Retorno (TIR)	-

Tabla 18:Resultados económicos instalación fotovoltaica conectada a red. Silicio Amorfo

○ Teluro de Cadmio

Instalación fotovoltaica conectada a red (Teluro de Cadmio)			
Potencia instalada	3.262,5 (kW)	Recursos propios	3.241,79 € (30% inversión)
Energía generada anual	4.756,05 (kWh)	Plazo de financiación	10 (años)
Producción específica prevista	1.457,79 (kWh año / kWp instalado)	IPC estimado	1.5%
Perdidas de producción anuales	0,77%	Interés nominal	3%
Vida útil	25 (años)	Ingresos de explotación (año 1)	5,129 (c€/kWh)
Impuesto de sociedades	25%	Costes funcionamiento instalación (año 1)	75,85 (€/año)
Tasa de actualización	5%	Costes depreciación (12,5 años)	649,89 €
Inversión	10.805,96 €	Valor Actual Neto (VAN)	-7.564,36 €
Préstamo solicitado	7.564,17 € (70% inversión)	Tasa Interna de Retorno (TIR)	-

Tabla 19:Resultados económicos instalación fotovoltaica conectada a red. Teluro de Cadmio



- Instalación fotovoltaica aislada
 - o Silicio Monocristalino

Instalación fotovoltaica aislada(Silicio Monocristalino)			
Potencia instalada	3,920 (kW)	Recursos propios	3.276,3 € (30% inversión)
Consumo Estimado	8,356 (kWh/día)	Plazo de financiación	6 (años)
Vida útil	25 (años)	IPC estimado	1.5%
Tasa de actualización	5%	Interés nominal	3%
Inversión	27.052,88 €	Costes de funcionamiento (año 1)	147,41 €
Préstamo 1 solicitado	18.937,02 € (70% inversión)	Ahorro en la factura (año 1)	810,70 €
Recursos propios	8.116 € (30% inversión)	Valor Actual Neto (VAN)	-19.941,31 €
Plazo de financiación	10 (años)	Tasa Interna de Retorno (TIR)	-
Préstamo 2 solicitado	7.645,113 € (70% inversión)		

Tabla 20:Resultados económicos instalación fotovoltaica aislada. Silicio Monocristalino

- o Silicio Policristalino

Instalación fotovoltaica aislada(Silicio Policristalino)			
Potencia instalada	4,2(kW)	Recursos propios	3.276,3 € (30% inversión)
Consumo Estimado	8,356 (kWh/día)	Plazo de financiación	6 (años)
Vida útil	25 (años)	IPC estimado	1.5%
Tasa de actualización	5%	Interés nominal	3%
Inversión	26.969,97 €	Costes de funcionamiento (año 1)	149,88 €
Préstamo 1 solicitado	18.878,98 € (70% inversión)	Ahorro en la factura (año 1)	810,70 €
Recursos propios	8.091 € (30% inversión)	Valor Actual Neto (VAN)	-19.905,33 €
Plazo de financiación	10 (años)	Tasa Interna de Retorno (TIR)	-
Préstamo 2 solicitado	7.645,113 € (70% inversión)		

Tabla 21: Resultados económicos instalación fotovoltaica aislada. Silicio Policristalino

- Instalación fotovoltaica autoconsumo instantáneo
 - o Silicio Monocristalino

Instalación fotovoltaica Autoconsumo Instantáneo (Silicio Monocristalino)			
Potencia instalada	3,920 (kW)	IPC estimado	1.5%
Consumo Estimado	8,356 (kWh/día)	Interés nominal	3%
Vida útil	25 (años)	Costes de funcionamiento (año 1)	85,89 €
Tasa de actualización	5%	Ahorro en la factura (año 1)	364,82 €
Inversión	11.673,00 €	Peaje de respaldo (año 1)	0,067568 (€/kWh)
Préstamo solicitado	8.171,10 € (70% inversión)	Valor Actual Neto (VAN)	-7.686,00 €
Recursos propios	3.502 € (30% inversión)	Tasa Interna de Retorno (TIR)	-
Plazo de financiación	10 (años)		

Tabla 22:Resultados económicos instalación fotovoltaica autoconsumo instantáneo. Silicio Monocristalino

- o Silicio Policristalino

Instalación fotovoltaica Autoconsumo Instantáneo(Silicio Policristalino)			
Potencia instalada	3,900 (kW)	IPC estimado	1.5%
Consumo Estimado	8,356 (kWh/día)	Interés nominal	3%
Vida útil	25 (años)	Costes de funcionamiento (año 1)	84,73 €
Tasa de actualización	5%	Ahorro en la factura (año 1)	364,82 €
Inversión	11.382,00 €	Peaje de respaldo (año 1)	0,067568 (€/kWh)
Préstamo solicitado	7.967,40 € (70% inversión)	Valor Actual Neto (VAN)	-7.400,07 €
Recursos propios	3.415 € (30% inversión)	Tasa Interna de Retorno (TIR)	-
Plazo de financiación	10 (años)		

Tabla 23:Resultados económicos instalación fotovoltaica autoconsumo instantáneo. Silicio Policristalino



En el ANEXO 2 " Análisis económico", se muestra una previsión de los resultados económicos de cada una de las instalaciones durante los 25 años de vida útil de las mismas.

5. Conclusiones

Tras realizar el dimensionado de cada una de las instalaciones y valorarlas económicamente, se llega a la conclusión de que la implantación de un sistema fotovoltaico en la vivienda objeto de estudio no es rentable, puesto que para ninguna de las alternativas planteadas se ha obtenido un VAN positivo.

El análisis de esta información nos lleva a concluir que:

1. Las instalaciones que van a entrar en funcionamiento o tuvieran la autorización administrativa con posterioridad a la suspensión del registro de pre-asignación están operando en el mercado libre. En el mercado libre la tarifa es aproximadamente de 5.129c€/kWh. lo que supone un descenso significativo en los ingresos con respecto a aquellas instalaciones que estaban acogidas al RD 661/2007 y RD1578/2008 en el que el precio por kWh vendido era superior a 44c€ en el primer caso y 34c€ en el segundo. Lo que significa que actualmente para que estas instalaciones puedan llegar a ser rentables es necesario reducir costes de inversión y costes de explotación.
La normativa que actualmente regula las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red es el RD413/2014. En dicho real decreto se determina que los parámetros retributivos aplicables a las instalaciones fotovoltaicas. se publicarán en las IETs correspondientes, no estando todavía publicadas a fecha de hoy. Este régimen retributivo, establece como precio de venta de la energía eléctrica el precio del mercado libre, mas unos complementos en función de la tipología de la instalación, que tienen por objeto que estas instalaciones tengan la rentabilidad de las instalaciones ordinarias.
2. En las instalaciones fotovoltaicas aisladas, las baterías suponen un coste muy elevado, tanto en la adquisición como en el mantenimiento de las mismas. Además es necesario renovarlas antes de finalizar la vida útil de la instalación, lo cual supone un añadido al coste de inversión de estas instalaciones. Por tanto, estas instalaciones podrían ser interesante utilizarlas en aquellos casos en la que los usuarios tengan un consumo bajo de energía o altos costes de conexión a la red de distribución.
3. Al no contemplarse la modalidad de balance Neto en el Borrador del RD de autoconsumo se obliga a que las instalaciones se diseñen para autoconsumo instantáneo, siendo necesaria la incorporación de equipos que eviten inyectar a la red los excedentes de la producción y por lo tanto, encareciendo la instalación. Además se introduce un peaje de respaldo (0,067568 €/kWh) sobre la totalidad de la energía consumida por la instalación fotovoltaica y no sobre la energía que se inyecta a la red (siendo este peaje de respaldo un 27% más caro que el peaje de acceso a la red eléctrica) reduciéndose la rentabilidad considerablemente. Teniendo en cuenta que el precio de la energía que se compra, es de 0.124985 €/kWh, supone que el ahorro económico producido por la instalación se reduce a la mitad, lo que reduce la rentabilidad de las instalaciones. (Reduciéndose la rentabilidad de las instalaciones)



La única solución viable desde el punto de vista económico sería el balance neto, que supondría que los usuarios podrían compensar la energía consumida y la vertida a la red.

6. Bibliografía

Libros e informes:

1. Oscar Perpiñán Lamigueiro “Energía Solar Fotovoltaica”. CreativeCommons. España. 2013.
2. E.Lorenzo “Electricidad solar fotovoltaica”. Ed: Progensa. España. 2006.
3. Miguel Alonso Abella “Sistemas Fotovoltaicos. Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones fotovoltaica”. Ed: AMV Ediciones. España. 2005.
4. Juan Carlos Lavandería Adán “Energía solar fotovoltaica, energía solar térmica y frío solar”. Ed: Secretaría General Técnica. 2008.
5. Miguel Pareja Aparicio “Energía solar fotovoltaica. Cálculo de una instalación aislada”. Ed: Marcombo. 2010.
6. Amador Martínez Jiménez “Dimensionado de instalaciones solares fotovoltaicas”. Ed: Paraninfo. 2012.
7. Miguel Alonso Abella “Dimensionado de sistemas fotovoltaicos”. Ciemat
8. Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones Conectadas a Red “PCT-C-REV-Julio 2011”
9. Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones Aisladas de Red “PCT-A-REV-febrero 2009”
10. Documento Básico HE. Ahorro de energía. “Septiembre 2013”.
11. Reglamento electrotécnico para Baja Tensión

Páginas Webs:

www.idae.es

www.boe.es

www.codigotecnico.org

www.cener.com

www.appa.es

Bases de datos:

www.pvsyst.com

www.aemet.es

www.enfsolar.com

www.sma-iberica.com

www.phoenixsolar-group.com



Anexo 1

Cálculos justificativos



Índice

1. Instalación fotovoltaica conectada a red

1.1. Silicio Monocristalino

- 1.1.1. Cálculo número de paneles
- 1.1.2. Características módulo fotovoltaico
- 1.1.3. Selección del inversor.
 - 1.1.3.1. Corrección de tensión y corriente debidas a la temperatura.
- 1.1.4. Instalación eléctrica necesaria.
 - 1.1.4.1. Cableado
 - 1.1.4.1.1. Cableado corriente continua
 - 1.1.4.1.2. Cableado corriente alterna
 - 1.1.4.1.3. Cableado de protección
 - 1.1.4.2. Conducciones
 - 1.1.4.3. Protecciones.
 - 1.1.4.3.1. Protecciones corriente continua
 - 1.1.4.3.2. Protecciones corriente alterna
- 1.1.5. Producción anual esperada
 - 1.1.5.1. Rendimiento global del sistema fotovoltaico o Performance Ratio “PR”
- 1.1.6. Comprobación producción anual esperada PVSYST

1.2. Silicio Policristalino

- 1.2.1. Cálculo número de paneles
- 1.2.2. Características módulo fotovoltaico
- 1.2.3. Selección del inversor.
 - 1.2.3.1. Corrección de tensión y corriente debidas a la temperatura.
- 1.2.4. Instalación eléctrica necesaria.
 - 1.2.4.1. Cableado
 - 1.2.4.1.1. Cableado corriente continua
 - 1.2.4.1.2. Cableado corriente alterna
 - 1.2.4.1.3. Cableado de protección
 - 1.2.4.2. Conducciones
 - 1.2.4.3. Protecciones.
 - 1.2.4.3.1. Protecciones corriente continua
 - 1.2.4.3.2. Protecciones corriente alterna
- 1.2.5. Producción anual esperada
 - 1.2.5.1. Rendimiento global del sistema fotovoltaico o Performance Ratio “PR”
- 1.2.6. Comprobación producción anual esperada PVSYST

1.3. Silicio Amorfo

- 1.3.1. Cálculo número de paneles
- 1.3.2. Características módulo fotovoltaico
- 1.3.3. Selección del inversor.



- 1.3.3.1. Corrección de tensión y corriente debidas a la temperatura.
- 1.3.4. Instalación eléctrica necesaria.
 - 1.3.4.1. Cableado
 - 1.3.4.1.1. Cableado corriente continua
 - 1.3.4.1.2. Cableado corriente alterna
 - 1.3.4.1.3. Cableado de protección
 - 1.3.4.2. Conducciones
 - 1.3.4.3. Protecciones.
 - 1.3.4.3.1. Protecciones corriente continua
 - 1.3.4.3.2. Protecciones corriente alterna
- 1.3.5. Producción anual esperada
 - 1.3.5.1. Rendimiento global del sistema fotovoltaico o Performance Ratio “PR”
- 1.3.6. Comprobación producción anual esperada PVSYST
- 1.4. Teluro de Cadmio
 - 1.4.1. Cálculo número de paneles
 - 1.4.2. Características módulo fotovoltaico
 - 1.4.3. Selección del inversor.
 - 1.4.3.1. Corrección de tensión y corriente debidas a la temperatura.
 - 1.4.4. Instalación eléctrica necesaria.
 - 1.4.4.1. Cableado
 - 1.4.4.1.1. Cableado corriente continua
 - 1.4.4.1.2. Cableado corriente alterna
 - 1.4.4.1.3. Cableado de protección
 - 1.4.4.2. Conducciones
 - 1.4.4.3. Protecciones.
 - 1.4.4.3.1. Protecciones corriente continua
 - 1.4.4.3.2. Protecciones corriente alterna
 - 1.4.5. Producción anual esperada
 - 1.4.5.1. Rendimiento global del sistema fotovoltaico o Performance Ratio “PR”
 - 1.4.6. Comprobación producción anual esperada PVSYST
- 2. Instalación fotovoltaica aislada**
 - 2.1. Radiación solar diaria
 - 2.2. Estimación del consumo
 - 2.3. Silicio Monocristalino
 - 2.3.1. Generador fotovoltaico
 - 2.3.2. Sistema de acumulación
 - 2.3.3. Regulador
 - 2.3.4. Inversor
 - 2.3.5. Instalación eléctrica necesaria
 - 2.3.5.1. Cableado
 - 2.3.5.2. Cableado de protección



- 2.3.6. Protecciones
- 2.4. Silicio Policristalino
 - 2.4.1. Generador fotovoltaico
 - 2.4.2. Sistema de acumulación
 - 2.4.3. Regulador
 - 2.4.4. Inversor
 - 2.4.5. Instalación eléctrica necesaria
 - 2.4.5.1. Cableado
 - 2.4.5.2. Cableado de protección
 - 2.4.6. Protecciones
- 2.5. Silicio Amorfo
 - 2.5.1. Generador fotovoltaico
- 2.6. Teluro de Cadmio
 - 2.6.1. Generador fotovoltaico
- 3. Instalación fotovoltaica autoconsumo instantáneo**
 - 3.1. Silicio Monocristalino
 - 3.1.1. Generador fotovoltaico
 - 3.1.2. Inversor
 - 3.1.2.1. Corrección de tensión y corriente debidas a la temperatura
 - 3.1.3. Instalación eléctrica necesaria
 - 3.1.3.1. Cableado
 - 3.1.3.1.1. Cableado corriente continua
 - 3.1.3.1.2. Cableado corriente alterna
 - 3.1.3.1.3. Cableado de protección
 - 3.1.4. Protecciones
 - 3.1.4.1. Protecciones corriente continua
 - 3.1.4.2. Protecciones corriente alterna
 - 3.2. Silicio Policristalino
 - 3.2.1. Generador fotovoltaico
 - 3.2.2. Inversor
 - 3.2.2.1. Corrección de tensión y corriente debidas a la temperatura
 - 3.2.3. Instalación eléctrica necesaria
 - 3.2.3.1. Cableado
 - 3.2.3.1.1. Cableado corriente continua
 - 3.2.3.1.2. Cableado corriente alterna
 - 3.2.3.1.3. Cableado de protección
 - 3.2.4. Protecciones
 - 3.2.4.1. Protecciones corriente continua
 - 3.2.4.2. Protecciones corriente alterna
 - 3.3. Silicio Amorfo
 - 3.3.1. Generador fotovoltaico
 - 3.4. Teluro de Cadmio
 - 3.4.1. Generador fotovoltaico



1 Instalación fotovoltaica conectada a red

1.1. Silicio Monocristalino

1.1.1. Cálculo número de paneles

Conocidas las dimensiones de los paneles fotovoltaicos (1670x1000x35 mm) y el área máxima a ocupar (37.8m²) y teniendo en cuenta que el área del panel fotovoltaico equivale a 1.67 m² y que la distancia de separación entre paneles es de 4 mm, obtenemos que cada panel ocupará un área de 1.89 m² obteniéndose:

$$Numero_{máximo\,paneles} = \frac{S_{total}}{S_{panel}} \frac{37.8\,m^2}{1.89\,m^2} = 20\,paneles$$

Una vez obtenido el número máximo de paneles que componen el generador fotovoltaico, podremos obtener su potencia nominal:

$$P_G = 20 * 280\,Wp = 5600\,W$$

1.1.2. Características módulo fotovoltaico

Para la instalación se van a usar módulos fotovoltaicos Q.PEAK-G3 280, del fabricante QCELLS cuyas características son las siguientes:

ELECTRICAL CHARACTERISTICS						
PERFORMANCE AT STANDARD TEST CONDITIONS (STC: 1000 W/m², 25 °C, AM 1.5 G SPECTRUM) ¹						
NOMINAL POWER (+5 W /-0 W)		[W]	265	270	275	280
Average Power	P _{MPP}	[W]	267.5	272.5	277.5	282.5
Short Circuit Current	I _{SC}	[A]	9.15	9.25	9.35	9.45
Open Circuit Voltage	V _{OC}	[V]	37.91	38.21	38.51	38.81
Current at P _{MPP}	I _{MPP}	[A]	8.65	8.75	8.85	8.95
Voltage at P _{MPP}	V _{MPP}	[V]	30.94	31.16	31.37	31.58
Efficiency (Nominal Power)	η	[%]	≥15.9	≥16.2	≥16.5	≥16.8
PERFORMANCE AT NORMAL OPERATING CELL TEMPERATURE (NOCT: 800 W/m², 45 ±3 °C, AM 1.5 G SPECTRUM) ²						
NOMINAL POWER (+5 W /-0 W)		[W]	265	270	275	280
Average Power	P _{MPP}	[W]	197.0	200.7	204.3	208.0
Short Circuit Current	I _{SC}	[A]	7.38	7.46	7.54	7.62
Open Circuit Voltage	V _{OC}	[V]	35.07	35.35	35.62	35.90
Current at P _{MPP}	I _{MPP}	[A]	6.79	6.87	6.95	7.03
Voltage at P _{MPP}	V _{MPP}	[V]	29.01	29.21	29.41	29.60
¹ Measurement tolerances STC: ±3% (P _{MPP}); ±10% (I _{SC} , V _{OC} , I _{MPP} , V _{MPP})			² Measurement tolerances NOCT: ±5% (P _{MPP}); ±10% (I _{SC} , V _{OC} , I _{MPP} , V _{MPP})			

¹ Measurement tolerances STC: ±3% (P_{MPP}); ±10% (I_{SC}, V_{OC}, I_{MPP}, V_{MPP})

² Measurement tolerances NOCT: ±5% (P_{MPP}); ±10% (I_{SC}, V_{OC}, I_{MPP}, V_{MPP})

Ilustración 1: Características Eléctricas Q.PEAK - G3, 280 W

1.1.3. Selección del inversor

Una de las decisiones más importantes en un sistema fotovoltaico, es la elección del inversor.

Un inversor deberá presentar las siguientes características básicas:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente
- Autoconmutados
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador



- No funcionaran en isla o modo aislado

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento
- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética, incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna
- Tensión de red fuera de rango
- Frecuencia de red fuera de rango
- Sobretensiones, mediante varistores o similares
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Para la selección del inversor, utilizaremos el software Sunny Design, en el cual introduciremos el modelo de panel solar con sus características reales. Con estos datos, además de la ubicación y temperaturas máximas y mínima de la instalación, el programa determinará una serie de configuraciones para la instalación, de la cual se seleccionará la idónea.

Generador FV 1

Denominación: Generador FV 1

Fabricante: Q-Cells

Módulo FV: Q-PEAK-G3 280*

Temperatura de las células: -5 ... 75 °C

Ajuste predeterminado: ☒ Número de módulos: 20 ☐ Potencia de pico: 5,60 kWp

Orientación: Acimut: -3°; Inclinación: 16°

Tipo de montaje: Techo

[Modificar](#) [Propuesta para el diseño ...](#)

1 x STP 5000TL-20

Inversor: STP 5000TL-20

Número de inversores: 1

Potencia máx. de CC (cos φ = 1): 5,10 kW

Potencia máxima de CA: 5,00 kVA

Limitación de la potencia activa de CA: 5,00 kW

Potencia efectiva máx. de CA (cos φ = 1): 5,00 kW

Conexión de CA: trifásica

Máx. coeficiente de rendimiento: 98 %

Tensión de red: 230V (230V / 400V)

Factor de desfase cos φ: 1,00

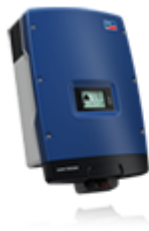
Resumen de los inversores

	Generador FV 1 20 / 20	Potencia de pico:	Ratio de potencia	Factor de aprovechamiento de en...
1 x STP 5000TL-20	1 x 20 (A)	5,60 kWp	91 %	99,9 %

Compatible con FV/inversor

Configuración	Entrada A	Entrada B
Inversor: STP 5000TL-20	Generador FV: Generador FV 1	
Entradas independientes: 2	Número de módulos (entrada): 20	
Potencia máx. de CC (cos φ = 1): 5,10 kW	Potencia de pico (de entrada): 5,60 kWp	
Tensión de CC mín.: 150 V	Tensión normal: 570 V ✓	
(Tensión de red 230 V)	Tensión mín.: 504 V ✓	
Tensión máxima de CC (FV): 1000 V	Máx. tensión: 854 V ✓	
Corriente de CC máx. (A/B): 11/10 A	Corriente máx. del generador: 9,0 A ✓	

Ilustración 2: Selección del inversor. Sunny Desingn

**STP 5000TL-20****Datos generales:**

Clase de protección:	IP65
Ancho:	470,00 mm
Alto:	730,00 mm
Fondo:	240,00 mm
Peso:	37,00 kg

Rendimiento:

Máx. coeficiente de rendimiento:	98 %
Rendimiento europeo:	97,2 %

Valores de entrada:

Potencia máxima de CC:	5,10 kW
Tensión máxima de CC:	1000 V
Tensión nominal de CC:	580 V
Rango de tensión, seguidor del punto de máxima potencia:	150-800 V
Máx. corriente de entrada:	11,0 A / 10,...

Valores de salida:

Potencia máxima de CA:	5,00 kVA
Potencia nominal de CA:	5,00 kW
Factor de desfase mín. (cantidad):	0,8
Tensión de red:	160-280 V
Frecuencia de red:	45-65 Hz

Ilustración 3: Características inverter STP 5000TL-20

Por lo tanto, el inverter seleccionado será STP 5000TL-20 de 5 kW de potencia, para una potencia pico de 5.1 kW para corriente continua y 5.0kW para corriente alterna. Al inverter se le conectará 1 string de 20 módulos en la entrada A como indica la siguiente imagen:

1 x STP 5000TL-20 Strings + Añadir inverter

Inversor: STP 5000TL-20

Número de inversores: 1

Entrada	Generador FV	Strings	Módulos
A	Generador FV 1	1	20
B		1	1

Ilustración 4: Distribución de Strings

Dado que el inverter admite una tensión elevada a su entrada se opta por la configuración de un único ramal en serie, puesto que hay menos pérdidas en el cableado debido a la menor intensidad de corriente. En caso de que la conexión a red forzara una tensión de inyección de 400V se optaría por una configuración con 2 ramales en serie.

**1.1.3.1. Corrección de tensión y corriente debidas a la temperatura**

A continuación se comprobará el cumplimiento de los rangos de tensión e intensidad con las temperaturas máximas y mínimas existentes en la zona. Esta temperatura definirá la temperatura de la célula que es la que necesitamos para comprobar las variaciones de tensión e intensidad.

$$T_c = T_a + \frac{TONC - 20^{\circ}\text{C}}{800\text{W}/\text{m}^2} * I$$

- T_c : Temperatura de la célula ($^{\circ}\text{C}$).
- TONC: Temperatura de operación nominal de la célula($^{\circ}\text{C}$).
- T_a : Temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$).
- G: Irradiancia, 1000 W/m² verano y 100 W/m² invierno

La temperatura ambiente será de -5° en invierno y 45°C en verano. Las temperaturas de las células a temperatura ambiente serán las siguientes:

Invierno:

$$T_c = -5 + \frac{47 - 20^{\circ}\text{C}}{\frac{800\text{W}}{\text{m}^2}} \cdot 100 = -1.625^{\circ}\text{C}$$

Verano:

$$T_c = 45 + \frac{47 - 20^{\circ}\text{C}}{800\text{W}/\text{m}^2} \cdot 1000 = 78.75^{\circ}\text{C}$$

Con estas temperaturas y los valores de tensión y corriente disponibles en el catalogo solar, se calculan las variaciones de tensión y corriente debidas a la temperatura.

Para conocer la tensión de circuito abierto que se medirá a la salida de cada panel cuando están trabajando bajo unas condiciones de temperatura de célula diferente a 25°C , utilizamos la siguiente expresión:

$$V_{oc}' = V_{oc} + \Delta T \cdot \Delta V_{oc}$$

V_{oc}' : Tensión a circuito abierto del panel a una temperatura de la celula

V_{oc} : Tensión a circuito abierto en condiciones estandar de medida a 25°C

ΔT : Variación de temperatura de trabajo del panel y las condiciones estandar de medida

ΔV_{oc} : Coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel

Para conocer la corriente de cortocircuito que se producirá a la salida de cada panel cuando están trabajando bajo unas condiciones de temperatura de célula diferente a 25°C , utilizamos la siguiente expresión:

$$I_{sc}' = I_{sc} + \Delta T \cdot \Delta I_{sc}$$

I_{sc}' : Corriente de cortocircuito del panel a una temperatura de la celula



I_{sc} : Corriente de cortocircuito en condiciones estandar de medida a 25°C

ΔT : Coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito del panel

ΔI_{sc} : Coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel

Invierno:

$$V_{oc} = 38.81$$

$$\Delta V_{oc} = -128.1 \text{ mV}/^\circ\text{C}$$

$$V_{oc}' = 38.81 + (-1.625 - 25) \cdot -128.1 \text{ mV}/^\circ\text{C} = 42.22 \text{ V}$$

$$I_{sc} = 9.45 \text{ A}$$

$$\Delta I_{sc} = 3.78 \text{ mA}/^\circ\text{C}$$

$$I_{sc}' = 9.45 + (-1.625 - 25) \cdot 3.78 \text{ mA}/^\circ\text{C} = 9.34 \text{ A}$$

Verano:

$$V_{oc} = 38.81$$

$$\Delta V_{oc} = -128.1 \text{ mV}/^\circ\text{C}$$

$$V_{oc}' = 38.81 + (78.75 - 25) \cdot -128.1 \text{ mV}/^\circ\text{C} = 31.92$$

$$I_{sc} = 9.45 \text{ A}$$

$$\Delta I_{sc} = 3.78 \text{ mA}/^\circ\text{C}$$

$$I_{sc}' = 9.45 + (78.75 - 25) \cdot 3.78 \text{ mA}/^\circ\text{C} = 9.65 \text{ A}$$

Parámetro	Invierno	Verano
V_{oc}'	42.22 V	31.92 V
I_{sc}'	9.34 A	9.65 A

Para la corriente, se tendrá la corriente de cortocircuito, que será la máxima, y la corriente del punto de máxima potencia; Para el voltaje se tendrá la tensión de circuito abierto, que es la máxima posible, y la tensión del punto de máxima potencia.

La relación que será usada para el cálculo de la mínima intensidad y tensión a partir de los valores de V_{oc} y I_{sc} mínimos es:

$$\frac{I_{mpp}}{I_{sc}} = \frac{8.95}{9.45} = 0.947 \quad \frac{V_{mpp}}{V_{oc}} = \frac{31.58}{38.81} = 0.8137$$

Valores mínimos corregidos con estos coeficientes:



Parámetro	Invierno	Verano
V_{oc}'	42.22 V	25.97 V*
I_{sc}'	8.84 A*	9.65 A

En la tabla de características del inversor STP 5000 TL-20 la tensión máxima a la entrada del mismo es de 1000(V), mientras que el rango de tensión MPP es de 245-800(V). Su corriente máxima de entrada es de 11 A.

La tensión mínima del sistema completo será multiplicar el único string disponible por la tensión mínima, es decir 20 paneles por 25,97 V, lo que nos da un valor de 519.4 V. La tensión máxima se corresponderá a la multiplicación de 20 paneles por 42.22 V, lo que nos da un valor de 848.4 V. Para obtener el valor máximo del punto de máxima potencia, multiplicaremos el valor anterior por 0.8137, lo que nos da 690.34 V < 800 V.

Se observa que ninguna tensión supera los 1000 V de tensión de entrada máxima.

La intensidad máxima será de 9.65 A, no sobrepasando los 11 A de entrada del inversor.

1.1.4.Instalación eléctrica necesaria

1.1.4.1. Cableado

Entre los elementos auxiliares de una instalación FV se encuentra el cableado. El cálculo de sección se realiza teniendo en cuenta el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, según los criterios siguientes:

- Por corriente máxima admisible
- Por caída de tensión máxima

Según el pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red, los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamiento. Los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1.5%.

1.1.4.1.1. Cableado corriente continua

El cableado correspondiente a la instalación de corriente continua abarcara desde los paneles solares, es decir, el final de cada string, hasta los cuadros de protecciones de corriente continua. Este cableado deberá estar correctamente dimensionado para no provocar una gran caída de tensión, que puede provocar mayores pérdidas en la instalación, y además poder soportar de sobra la intensidad generada por la instalación en las condiciones de instalación reales.

- Cálculo de la sección por corriente máxima admisible:



Se sobredimensionaran los cables de manera que soporten la máxima corriente posible. Para ello, se deberán cumplir los valores de corriente máxima permitida por los cables que se fijan en el REBT.

El cable se selecciona de las tablas del REBT según el tipo de montaje y corregido por el factor de temperatura. La corriente máxima admisible del cable, será mayor que 1.25 veces la corriente máxima que circula por el (ITC-BT-40):

$$I_{max,a} > 1.25 * I_{max,r} \Rightarrow 1.25 * 9.65 = 12.0625 A$$

Donde:

$I_{max,a}$: Corriente máxima admisible del cable (A)

$I_{max,r}$: Corriente máxima que puede circular por el ramal (A)

TABLA A. 52-1 bis:
INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS AL AIRE (40 °C)

Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento													
A1			PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C						
A2		PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C							
B1					PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C			
B2				PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C					
C						PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C		
D*		VER SIGUIENTE TABLA											
E							PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C	
F								PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C
Cobre	mm ²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1.5	11	11.5	13	13.5	15	16	16.5	19	20	21	24	25
	2.5	15	16	17.5	18.5	21	22	23	26	26.5	29	33	34
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	59
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	82
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	109	118	130	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	150	164	188	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	171	188	205	236	260	278	299	322	343	363	404	438
	185	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500
	240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590
	300	259	285	311	349	396	423	461	516	547	640	674	713

Tabla 1: A. 52-1 bis. Intensidades admisibles

Las intensidades máximas admisibles serán las indicadas en la tabla de la Norma UNE 20460-5-523 para una instalación B1 (cables de cobre aislados en el interior de tubos empotrados) para PVC2.

A partir de la tabla A 52-1 bis obtenemos una sección de 1.5 mm², que es la menor sección posible. La intensidad máxima es de 15 A, al cual abra que aplicarle factores de corrección a causa de mayor temperatura ambiente.

Se considerara una temperatura ambiente de 50°C, por lo que el factor de corrección será de 0.82 según la tabla siguiente:



Aislamiento	Temperatura ambiente (θ_a) (°C)										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Tipo PVC (termoplástico)	1,40	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78

Tabla 2: Factor de corrección por temperatura

Por lo que la intensidad máxima admisible será de 14.71 A. Al quedar la sección demasiado justa, escogeremos la sección inmediatamente superior, es decir, 2.5 mm², que admite hasta 21A

- Cálculo de la sección por caída de tensión máxima:

Ahora obtendremos la sección necesaria por el criterio de caída de tensión. La longitud del cableado de continua será la distancia del string más grande.

$$S_R = \frac{2 * L_{rama} * I * \rho}{\Delta V_{rama} * U} = \frac{2 * 30 * 9.65 * 0.021}{0.015 * 690.34} = 1.175 \text{ mm}^2$$

Para determinar las pérdidas totales del ramal se utiliza la siguiente expresión:

$$\theta_{R(1.5\text{mm}^2)} = \frac{2 * L_R * I * \rho}{U * S_R} = \frac{2 * 30 * 9.65 * 0.021}{1.5 * 690.34} = 1.17\% < 1.5\% \text{ (valido)}$$

Con el objeto de disminuir la caída de tensión ocasionada por el ramal, seleccionaremos una sección de 2.5 mm².

Por lo tanto, la intensidad que podría soportar sería de 21 A, que aplicándole el correspondiente factor de corrección obtenemos una intensidad de 17.22 A, suficiente para soportar los 12.0625 A, que como máximo discurrirán por la parte de corriente continua.

1.1.4.1.2. Cableado corriente alterna

El cableado de corriente alterna debe asegurar una mínima pérdida de tensión y tiene que poseer un dimensionamiento correcto para la conducción de la intensidad de corriente deseada.

Por el criterio de intensidad máxima admisible, la intensidad máxima a la salida del inversor seleccionado será la siguiente:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U_N * \cos\varphi} = \frac{5000}{\sqrt{3} * 400 * 0.9} = 8.01 \text{ A}$$

Por seguridad, se debe diseñar el cableado para soportar al menos un 125% de esta corriente, cumpliendo con lo indicado en el REBT para instalaciones generadoras, por lo que tendría que soportar como mínimo el paso de una corriente de 10.023 A.

Por el criterio de caída de tensión máxima:



$$S_{CA} = \frac{\sqrt{3} * L_{CA} * I_{N(INV)} * \cos\varphi * \rho}{2\% * U_N} = \frac{\sqrt{3} * 45 * 8.01 * 0.9 * 0.021}{0.02 * 400} = 1.47 \text{ mm}^2$$

De la norma UNE 20460-5-523, usamos la tabla A 52-1 bis. Para corriente alterna utilizaremos conductores de cobre aislados en el interior de tubos empotrados). En este caso, seleccionaremos una sección de 1.5mm². Las pérdidas totales deberán ser inferiores al 1%.

$$\theta_{CA(1.5 \text{ mm}^2)} = \frac{\sqrt{3} * L_{CA} * I_{N(INV)} * \cos\varphi * \rho}{S_{CA} * U_N} = \frac{\sqrt{3} * 45 * 8.01 * 0.9 * 0.021}{1.5 * 400} = 1.9\% \\ > 1\% \text{ (No valido)}$$

$$\theta_{CA1(2.5 \text{ mm}^2)} = \frac{\sqrt{3} * L_{CA} * I_{N(INV)} * \cos\varphi * \rho}{S_{CA} * U_N} = \frac{\sqrt{3} * 45 * 8.01 * 0.9 * 0.021}{2.5 * 400} = 1.1\% \\ > 1\% \text{ (No valido)}$$

$$\theta_{CA1(4 \text{ mm}^2)} = \frac{\sqrt{3} * L_{CA} * I_{N(INV)} * \cos\varphi * \rho}{S_{CA} * U_N} = \frac{\sqrt{3} * 45 * 8.01 * 0.9 * 0.021}{4 * 400} = 0.73\% < 1\% \text{ (valido)}$$

En este caso no se utilizara ningún factor de corrección, por lo tanto la sección seleccionada será de 4 mm², con una intensidad máxima admisible de 24 A.

1.1.4.1.3. Cableado de protección

Para la protección de la instalación, el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, según la norma ITC-BT-18 “Instalaciones de puesta a tierra” establece que deben conectarse correctamente todas las masas metálicas de una instalación con tierra, con el objeto de imitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

La puesta o conexión a tierra se define como una unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo.

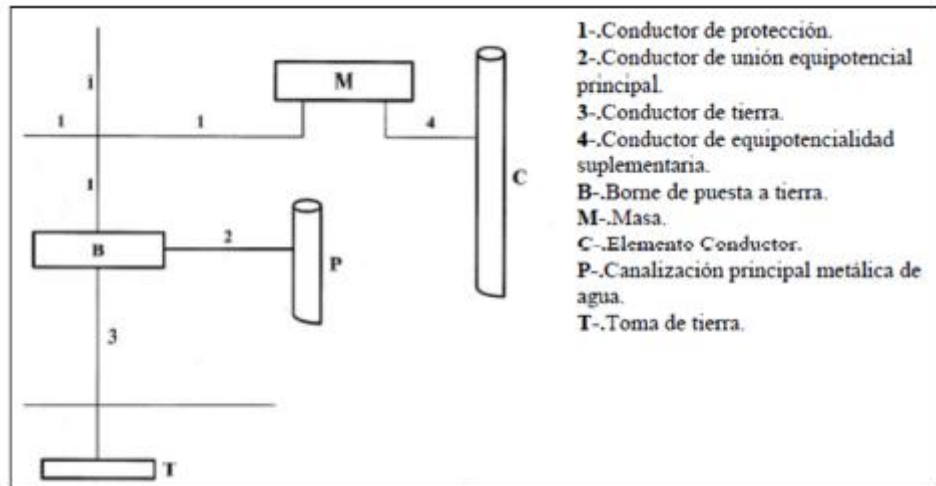


Ilustración 5: Representación de un circuito de puesta a tierra

Los conductores de protección sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos.

En el circuito de conexión a tierra, los conductores de protección unirán las masas al conductor de tierra.

La sección de los conductores de protección será la indicada en la siguiente tabla:

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm ²)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm ²)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Tabla 3: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase

Por lo tanto, según la tabla anterior, la sección mínima a emplear para el cableado de secciones menores de 16 mm² será igual a la sesión de fase. Esto implica una sección de 2.5 mm² para el tramo de corriente continua y 4mm² para el tramo de corriente alterna.

1.1.4.2. Conducciones

El REBT en su ITC-BT-21 establece que los tubos serán rígidos, curvables o flexibles empotrados en obras de fábrica (paredes, techos y falsos techos), huecos de la construcción o canales protectoras de obra y empotrados embebidos en hormigón.

Los tubos deberán tener un diámetro tal que permitan un fácil alojamiento y extracción de los cables o conductores aislados. En la siguiente tabla figuran los diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir:



Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	20
2,5	12	16	20	20	20
4	12	16	20	20	25
6	12	16	25	25	25
10	16	25	25	32	32
16	20	25	32	32	40
25	25	32	40	40	50
35	25	40	40	50	50
50	32	40	50	50	63
70	32	50	63	63	63
95	40	50	63	75	75
120	40	63	75	75	--
150	50	63	75	--	--
185	50	75	--	--	--
240	63	75	--	--	--

Tabla 4: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir

Por lo tanto el diámetro exterior de los tubos dependerá de la sección del cableado y del número de conductores que habrá en su interior:

	Sección Conductor (mm ²)	Diámetro Tubo (mm)
Cableado Corriente Continua	2,5	16
Cableado Corriente Alterna	4	20

Tabla 5: Diámetros exteriores

1.1.4.3. Protecciones

El objetivo de las protecciones consistirá en mantener la instalación en funcionamiento normal sin perjuicios provocados a causa de agentes externos, o accidentes fortuitos. En toda instalación eléctrica es necesaria la instalación de elementos de protección contra sobrecargas y cortocircuitos, así como todo tipo de contactos indirectos que puedan provocarse. Las protecciones se separan según la zona de la instalación, separando la zona de corriente continua de la zona de corriente alterna.

Además de las protecciones de la instalación, el propio inversor lleva incorporadas las siguientes protecciones:



Dispositivos de protección	
Punto de desconexión en el lado de entrada	De serie
Monitorización de toma a tierra / de red	De serie / De serie
Protección contra polarización inversa de CC / resistencia al cortocircuito de CA / con separación galvánica	De serie / De serie / —
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	De serie
Clase de protección (según IEC 62103) / categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I / III

Ilustración 6: Protecciones incorporadas en el inversor

1.1.4.3.1. Protecciones corriente continua

Las únicas protecciones a diseñar en la parte de corriente continua serán los interruptores magnetotérmicos que irán instalados en una caja cercana al string que permitirán su desconexión y los fusibles que irán montados en bases portafusibles.

El magnetotérmico protege frente a sobrecargas y sobreintensidades y permite separar con todas las garantías la instalación fotovoltaica de la red para trabajos de reparación y/o mantenimiento.

Para el diseño del magnetotérmico se tiene que cumplir que:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

Siendo I_b la intensidad de diseño de la línea 9.65 A, I_n la intensidad nominal del magnetotérmico seleccionado, e I_z la intensidad máxima del cable.

$$9.65 \text{ A} \leq I_n \leq 17.22 \text{ A} \quad I_n = 12 \text{ A}$$

Por lo tanto se escogerá un magnetotérmico bipolar de 12 A, que cumple con las condiciones descritas anteriormente.

Por otro lado para diseñar el fusible se debe cumplir la misma igualdad pero también se debe cumplir que $1.6 I_n \leq 1.45 I_z$, por lo que se seleccionará un fusible de 12 A.



Para dicho fusible hay que comprobar que:

$$I_b = 9.65 A \leq I_n = 12 A \leq I_z = 17.22 \text{ (Valido)}$$

$$1.6 I_n = 1.6 * 12 = 19.2 A \leq 1.45 I_z = 1.45 * 17.22 = 25A \text{ (Valido)}$$

El fusible seleccionado será de la marca OEZ, modelo 12 A gR 1000VDC PV

Los fusibles irán montados en bases portafusibles adecuados para este tipo de fusibles. Se colocará un fusible por cada polo de cada string en un cuadro colocado en la sala de inversores.

1.1.4.3.2. Protecciones corriente alterna

Para la parte de corriente alterna se tendrá en cuenta la potencia total del inversor, con un factor de potencia de 0.9. Por lo tanto la intensidad de salida del inversor será de 8.01 A.

Igual que en el caso anterior para el diseño del magnetotérmico se tiene que cumplir que

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

Siendo I_b la intensidad de diseño de la línea, I_n la intensidad nominal del magnetotérmico seleccionado, e I_z la intensidad máxima del cable.

$$8.01 A \leq I_n \leq 24 A \quad I_n = 12A$$

Por lo tanto se escogerá un magnetotérmico tetrapolar de 12 A, que cumple con las condiciones descritas anteriormente.

Esta línea proseguirá hasta la caja general de protección y medida colocada, donde irá instalado un fusible. Este fusible será de 12 A y deberá cumplir que $1.6 I_n \leq 1.45 I_z$

$$I_b = 8.01 A \leq I_n = 12 A \leq I_z = 24 A \text{ (Valido)}$$

$$1.6 I_n = 1.6 * 12 = 19.2 A \leq 1.45 I_z = 1.45 * 24 = 34.8 A \text{ (Valido)}$$

Por lo tanto, el fusible seleccionado para la parte de corriente alterna será un fusible AM de 12A.

1.1.5. Producción anual esperada

1.1.5.1. Rendimiento global del sistema fotovoltaico o Performance Ratio "PR"

El Rendimiento global del sistema o Performance Ratio “ PR ”, se define como la relación entre la energía anual AC entregada efectivamente a la red y la que entregaría un sistema ideal (sin pérdidas ni en el inversor ni en el generador, y con las células d este último operando siempre a 25°C) que recibiese la misma radiación solar.



Definición normalizada de las pérdidas Performance Ratio (PR). UNE IEC 61724:

$$PR = \frac{E_{AC}}{\frac{G(\alpha, \beta)}{G_{CEM}} \cdot P_G}$$

E_{AC} (kW · h) : Energía inyectada en la red

$G(\alpha, \beta)$ (kW · h/m² · día) : Irradiación incidente en el plano del generador

G_{CEM} (kW/m²) : Irradiancia de referencia (condiciones estándar de medida)

P_G (kW) : Potencia máxima del generador (medida en condiciones estándar)

A Continuación, calcularemos las pérdidas de nuestra instalación:

- Pérdidas por dispersión de potencia **P1**:

Estas pérdidas se deben a la desviación de la máxima potencia que el panel entrega. En la ficha característica de cada módulo, el fabricante especifica una tolerancia referente a la máxima potencia que el panel puede producir suponiendo unas condiciones de 1000W/m² y temperatura del panel de 25°C. En el caso del Panel ZYTECH 300P tendremos unas pérdidas por dispersión de potencia de **3%**.

- Pérdidas por temperatura de la célula fotovoltaica **P2**:

Las pérdidas por temperatura dependen de la diferencia de temperatura en los módulos y los 25 °C de las CEM, del tipo de célula y encapsulado y del viento. Si los módulos están convenientemente aireados por detrás, esta diferencia es del orden de 30 °C sobre la temperatura ambiente, para una irradiancia de 1000 W/m². Para el caso de integración de edificios donde los módulos no están separados de las paredes o tejados, esta diferencia se podrá incrementar entre 5 °C y 15 °C.

Para el cálculo de las pérdidas por temperatura, se consideraran las pérdidas medias mensuales debidas a la temperatura

$$L_{tem} = g \cdot (T_c - 25^\circ\text{C})$$

Siendo:

- g: Coeficiente de temperatura de potencia: -0.35%/°C
- Tc: Temperatura de trabajo de las placas fotovoltaicas.

Para el cálculo de Tc, utilizamos la siguiente expresión:

$$T_c = T_a + \frac{TNOC - 20^\circ\text{C}}{800\text{W/m}^2} \cdot G$$

- Ta: Temperatura ambiente media mensual.
- TNOC: Temperatura de operación nominal del módulo. 47°C±2°C
- G: Radiación media de un día soleado. 800W/m².



$$T_c = T_a + 27$$

$$L_{tem} = 0.0035 \cdot (T_a + 27 - 25^\circ\text{C}) = 0.0035 \cdot (T_a + 2)$$

	T_a	L_{tem}	
Enero	11,2	4,62	%
Febrero	9,1	3,885	%
Marzo	13,3	5,355	%
Abril	17	6,65	%
Mayo	21,9	8,365	%
Junio	27	10,15	%
Julio	27,3	10,255	%
Agosto	29,1	10,885	%
Septiembre	23,9	9,065	%
Octubre	19,6	7,56	%
Noviembre	14,6	5,81	%
Diciembre	11,3	4,655	%
		7,27125	%

Tabla 6: Pérdidas por temperatura

- Pérdidas por suciedad de los módulos fotovoltaicos **P3**:

Las pérdidas por polvo en un día determinado pueden ser del 0% al día siguiente de un día de lluvia y llegar al 8% cuando los módulos se “ven muy sucios”. Estas pérdidas dependen de la inclinación de los módulos, cercanías a carreteras, etc. En nuestro caso consideraremos unas pérdidas del **4%**, suponiendo que se realizaran operaciones de limpieza periódicamente.

- Pérdidas por orientación e inclinación **P4**:
 - Ángulo de inclinación β , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal.
 - Ángulo de azimut α , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar.

En nuestra ubicación, los paneles fotovoltaicos están orientados prácticamente al Sur, teniéndose un azimut de -3° . Referente a la inclinación de los módulos, la óptima sería de 34° , la cual no podemos conseguir por la limitación de espacio que disponemos, por lo que la inclinación será de 16° que se conseguirá con la pérgola que se va a instalar. Para evaluar las pérdidas realizaremos una comprobación gráfica y analítica de las pérdidas.

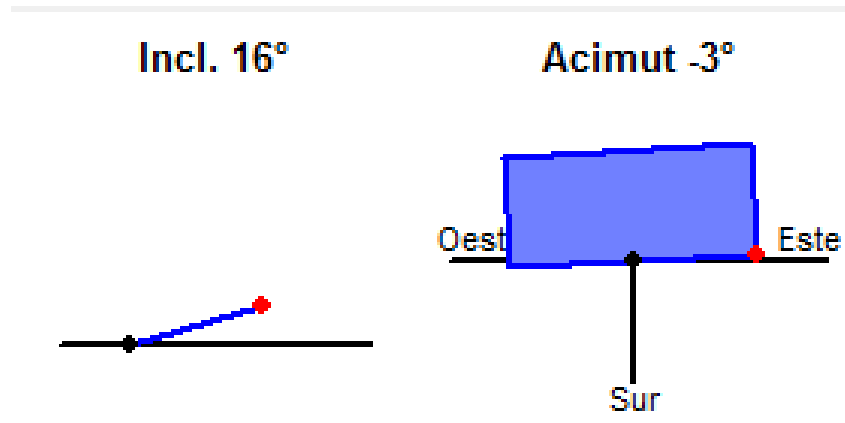


Ilustración 7: Ángulo de inclinación y ángulo de azimut

Comprobación gráfica:

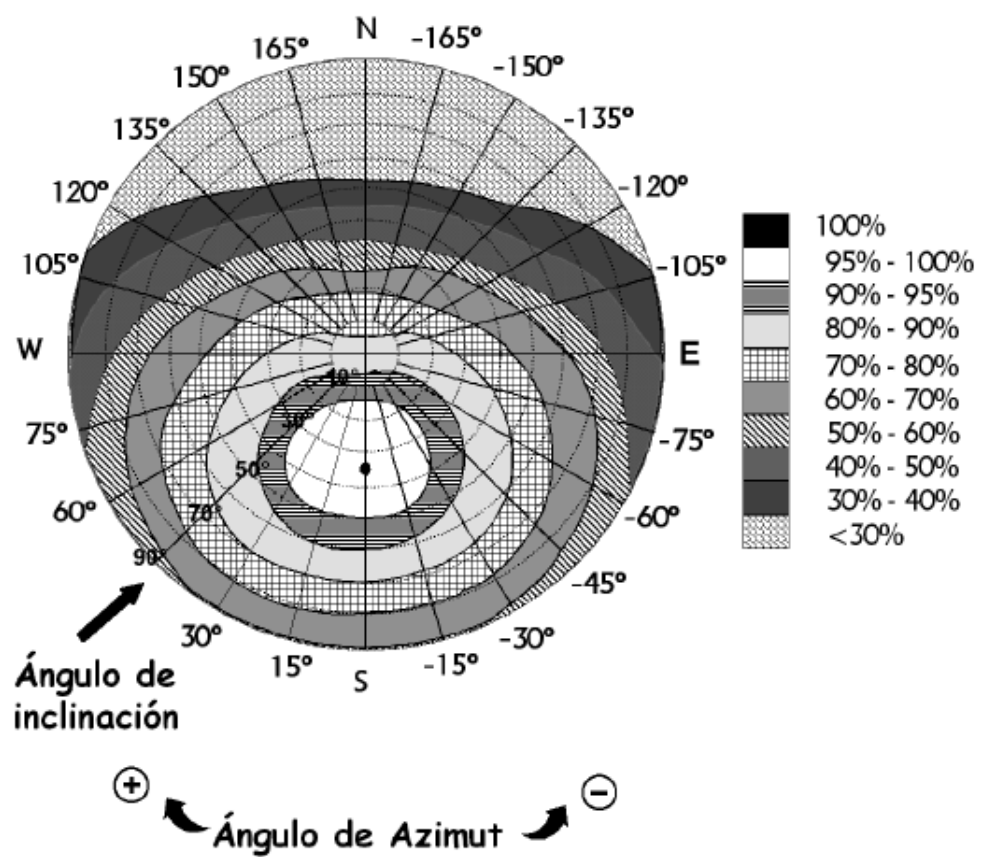


Ilustración 8: Pérdidas por orientación e inclinación

Límites de inclinación:

$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación} (\phi = 90) - (41^\circ - 37^\circ) = 86$$



$$\text{Inclinación mínima} = \text{Inclinación } (\phi = 5) - (41^\circ - 37^\circ) = 5$$

Comprobación analítica de pérdidas:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1.2 \times 10^{-4} (\beta - \phi + 10)^2 + 3.5 \times 10^{-5} \alpha^2]$$

para $15^\circ < \beta < 90^\circ$

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas (\%)} &= 100 \times [1.2 \times 10^{-4} (16 - 37 + 10)^2 + 3.5 \times 10^{-5} \times -3^2] \\ &= 1.48 \% \end{aligned}$$

- Pérdidas por sombreado **P5**:

En nuestro caso, las pérdidas por sombras serán de 0%, ya que la pérgola será la que esté inclinada 16° , por lo que ningún módulo se hará sombra, además de que no se disponen de ningún otro obstáculo.

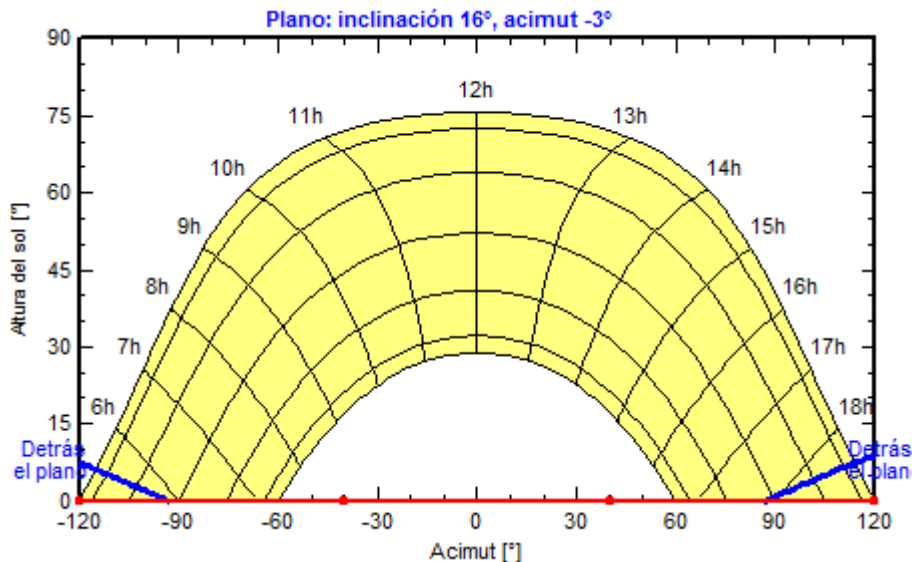


Ilustración 9: Pérdidas por sombreado

- Pérdidas por degradación fotónica **P6**:

Estas pérdidas se deben a un proceso natural de degradación de todas las células de silicio cristalino y se produce al exponer al sol por primera vez el panel fotovoltaico y se admite como valor el del 1%.

- Pérdidas por reflectancia angular y espectral **P7**:

Las pérdidas por reflectancia angular y espectral pueden despreciarse cuando se mide el campo FV al mediodía solar (± 2 h) y también cuando se mide la radiación solar con una célula calibrada de tecnología equivalente (CTE) al módulo FV. Las pérdidas anuales son mayores en células con capas antirreflexivas que en células texturizadas. Son mayores en invierno que en verano. También son mayores en localidades de mayor latitud. Pueden oscilar a lo largo de un día entre 2 % y 6 %.



En nuestro caso consideramos unas pérdidas por reflectancia angular y espectral de **3%**

- Pérdidas en el inversor **P8**:
Inversor STB 5000TL-20 con un rendimiento de 97%, por lo que las pérdidas del inversor serán del 3%.
- Pérdidas por cableado **P9**:

Las pérdidas principales de cableado pueden calcularse conociendo la sección de los cables y su longitud, por la ecuación:

$$L_{cab} = R \cdot I^2$$

$R = 0,000002 \text{ L/S}$

R es el valor de la resistencia eléctrica de todos los cables, en ohmios.

L es la longitud de todos los cables (sumando la ida y el retorno), en cm.

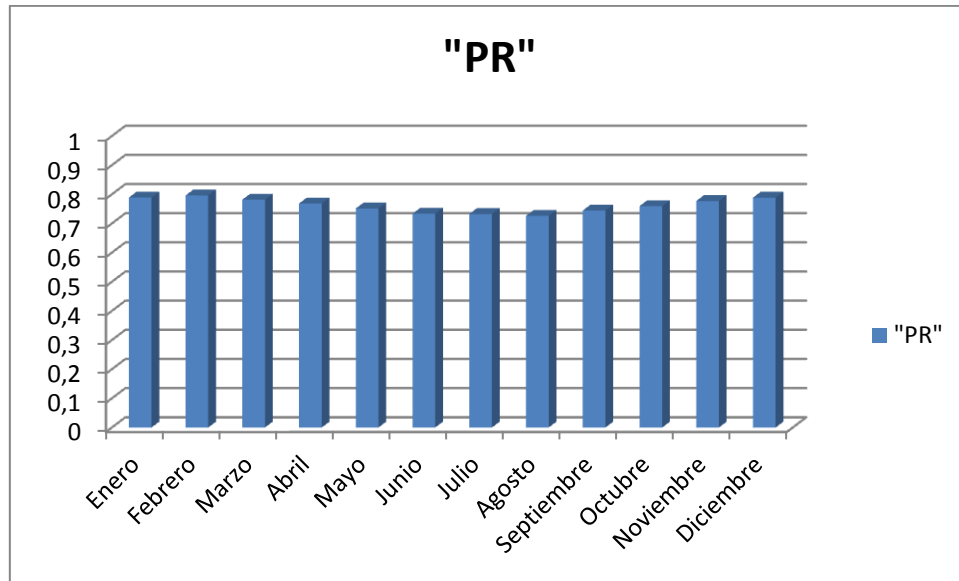
S es la sección de cada cable, en cm².

Normalmente, las pérdidas en conmutadores, fusibles y diodos son muy pequeñas y no es necesario considerarlas. Las caídas en el cableado pueden ser muy importantes cuando son largos y se opera a baja tensión en CC. Las pérdidas por cableado en % suelen ser inferiores en plantas de gran potencia que en plantas de pequeña potencia. En nuestro caso, de acuerdo con las especificaciones, el valor máximo admisible para la parte CC es 1,5 %, siendo recomendable no superar el 0,5 %. En nuestro caso consideramos unas pérdidas del 1%.

Finalmente, los resultados obtenidos son los siguientes:

Mes	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	Pérdidas	PR
Enero	3%	4,62%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	21,10%	78,90%
Febrero	3%	3,89%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	20,37%	79,64%
Marzo	3%	5,36%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	21,84%	78,17%
Abril	3%	6,65%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	23,13%	76,87%
Mayo	3%	8,37%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	24,85%	75,16%
Junio	3%	10,15%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	26,63%	73,37%
Julio	3%	10,26%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	26,74%	73,27%
Agosto	3%	10,89%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	27,37%	72,64%
Septiembre	3%	9,07%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	25,55%	74,46%
Octubre	3%	7,56%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	24,04%	75,96%
Noviembre	3%	5,81%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	22,29%	77,71%
Diciembre	3%	4,66%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	21,14%	78,87%
											76,25%

Tabla 7: Performance Ratio



Gráfica 1: Performance Ratio

Calculo de la producción anual esperada:

Los datos de la energía inyectada se realizarán de acuerdo con la siguiente expresión:

$$E_{AC} = PR \cdot P_G \cdot \frac{G(\alpha, \beta)}{G_{CEM}}$$

Por lo tanto, la energía generada mes a mes es:

Mes	Gdm (0) [kWh/(m2*día)]	G(α,β)(α=-3°,β=16°) [kWh/(m2*día)]	PG (kWp)	PR	Eac (kWh/día)	Eac (kWh/mes)
Enero	2,58	3,51	5,6	0,789	15,5086	480,766104
Febrero	3,39	4,07	5,6	0,796	18,1504	508,2114576
Marzo	4,68	5,38	5,6	0,782	23,5496	730,0360872
Abril	5,6	5,93	5,6	0,769	25,5270	765,809688
Mayo	6,55	6,56	5,6	0,752	27,6089	855,8771648
Junio	7,03	6,86	5,6	0,734	28,1858	845,574576
Julio	7,23	7,11	5,6	0,733	29,1712	904,3069644
Agosto	6,23	6,42	5,6	0,726	26,1137	809,5257912
Septiembre	5,1	5,65	5,6	0,745	23,5576	706,72686
Octubre	3,77	4,54	5,6	0,760	19,3121	598,6741824
Noviembre	2,5	3,23	5,6	0,777	14,0562	421,685544
Diciembre	2,26	3,15	5,6	0,789	13,9118	431,265366
Total						8058,459786

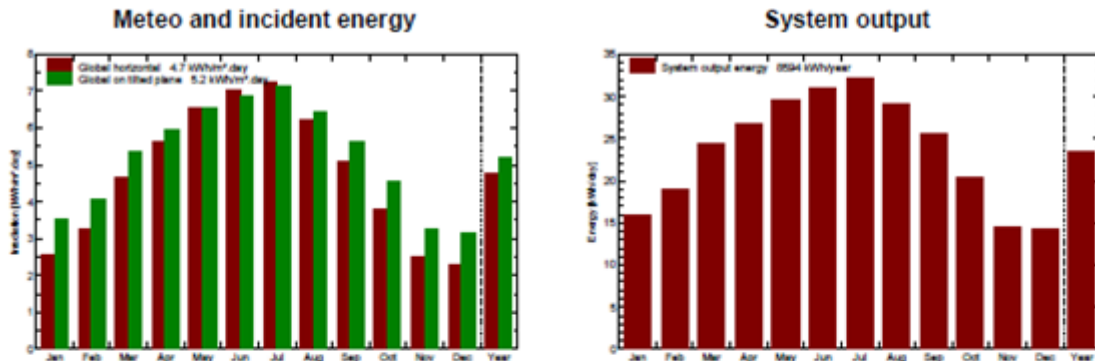
Tabla 8: Producción anual esperada

Siendo el promedio de la energía generada mes a mes de 22.05kWh/día con una total de 8058.45 kWh/año.



1.1.6. Comprobación producción anual esperada PVsyst

Una comprobación de los resultados anteriores la podemos obtener mediante el software PVSYST:



	Gl. horiz. kWh/m².day	Coll. Plane kWh/m².day	System output kWh/day	System output kWh
Jan.	2.58	3.51	15.85	491
Feb.	3.39	4.22	19.03	533
Mar.	4.68	5.38	24.28	753
Apr.	5.60	5.93	26.73	802
May	6.55	6.56	29.57	917
June	7.03	6.86	30.95	929
July	7.23	7.11	32.09	995
Aug.	6.23	6.42	28.97	898
Sep.	5.10	5.65	25.48	764
Oct.	3.77	4.54	20.46	634
Nov.	2.50	3.23	14.59	438
Dec.	2.26	3.15	14.21	440
Year	4.75	5.22	23.54	8594

Ilustración 10: Comprobación mediante PVSYST

Como podemos observar, a partir del PVSYST obtenemos una promedio de producción generada mes a mes de 23.54kWh/día, un poco superior al calculado en el apartado anterior. Dicha diferencia proviene de los valores utilizados para calcular el performance ratio.

No obstante, para el cálculo económico nos interesa que la instalación sea lo más desfavorable, por lo que se utilizara el método teórico, es decir, 22.05kWh/día.

1.2. Silicio Policristalino

1.2.1. Calculo número de paneles

Conocidas las dimensiones de los panes fotovoltaicos (1956x988x45mm) y el área máxima a ocupar (37.2 m²) y teniendo en cuenta que el área del panel fotovoltaico equivale a 1.95 m² y que la distancia de separación entre paneles es de 4mm, obtenemos que cada panel ocupara un área de 2.175 m² obteniéndose:

$$Numero_{máximo\,paneles} = \frac{S_{total}}{S_{panel}} = \frac{37.2\,m^2}{2.175\,m^2} = 17\,paneles$$



Una vez obtenido el número máximo de paneles que componen el generador fotovoltaico, podremos obtener su potencia nominal:

$$P_G = 17 * 300 \text{ Wp} = 5100 \text{ W}$$

1.2.2. Características módulo fotovoltaico

Para la instalación se van a usar los módulos fotovoltaicos Q.PRO L300, del fabricante QCELLS cuyas características son las siguientes:

ELECTRICAL CHARACTERISTICS							
PERFORMANCE AT STANDARD TEST CONDITIONS (STC: 1000 W/M², 25 °C, AM 1.5 G SPECTRUM) ¹							
NOMINAL POWER (+5 W/-0 W)		[W]	295	300	305	310	315
Average Power	P _{MPP}	[W]	297.5	302.5	307.5	312.5	317.5
Short Circuit Current	I _{SC}	[A]	8.89	8.93	8.97	9.01	9.06
Open Circuit Voltage	V _{OC}	[V]	44.99	45.27	45.56	45.84	46.13
Current at P _{MPP}	I _{MPP}	[A]	8.28	8.34	8.40	8.47	8.53
Voltage at P _{MPP}	V _{MPP}	[V]	35.94	36.27	36.59	36.91	37.23
Efficiency (Nominal Power)	η	[%]	≥ 15.3	≥ 15.5	≥ 15.8	≥ 16.0	≥ 16.3

Ilustración 11: Características eléctricas Q PRO L300

1.2.3. Selección del inversor

Una de las decisiones más importantes en un sistema fotovoltaico, es la elección del inversor.

Un inversor deberá presentar las siguientes características básicas:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente
- Autoconmutados
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionaran en isla o modo aislado.

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética, incorporando protecciones frente a:


- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.



- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Para la selección del inversor, utilizaremos el software SunnyDesign, en el cual introduciremos el modelo de panel solar con sus características reales. Con estos datos, además de la ubicación y temperaturas máximas y mínima de la instalación, el programa determinará una serie de configuraciones para la instalación, de la cual se seleccionará la idónea.

Generador FV 1



Temperatura de las células
-5 ... 75 °C

Denominación: Generador FV 1

Fabricante: Q-Cells

Módulo FV: Q.PRO L 300*

Ajuste predeterminado:
☒ Número de módulos: 17
☐ Potencia de pico: 5,10 kWp

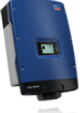
Orientación: Acimut: -3°; Inclinación: 16°

Tipo de montaje: Techo

Modificar

Propuesta para el diseño ...

1 x STP 5000TL-20



STP 5000TL-20

Inversor: STP 5000TL-20

Número de inversores: 1

Potencia máx. de CC (cos φ = 1): 5,10 kW

Potencia máxima de CA: 5,00 kVA

Limitación de la potencia activa de CA: 5,00 kW

Potencia efectiva máx. de CA (cos φ = 1): 5,00 kW

Conexión de CA: trifásica

Máx. coeficiente de rendimiento: 98 %

Tensión de red: 230V (230V / 400V)

Factor de desfase cos φ: 1,00

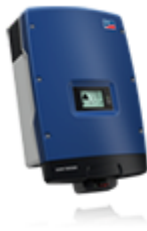
Resumen de los inversores

	Generador FV 1 17 / 17	Potencia de pico:	Ratio de potencia	Factor de aprovechamiento de en...
✓ 1 x STP 5000TL-20	1 x 17 (A)	5,10 kWp	100 %	100 %

✓ Compatible con FV/inversor

Configuración	Entrada A	Entrada B
Inversor: STP 5000TL-20	Generador FV:	Generador FV 1
Entradas independientes: 2	Número de módulos (entrada):	17
Potencia máx. de CC (cos φ = 1): 5,10 kW	Potencia de pico (de entrada):	5,10 kWp
Tensión de CC mín.: 150 V	Tensión normal:	556 V ✓
(Tensión de red 230 V)	Tensión mín.:	490 V ✓
Tensión máxima de CC (FV): 1000 V	Máx. tensión:	846 V ✓
Corriente de CC máx. (A/B): 11/10 A	Corriente máx. del generador:	8,3 A ✓

Ilustración 12: Selección del inversor. Sunny Design



STP 5000TL-20

Datos generales:

Clase de protección:	IP65
Ancho:	470,00 mm
Alto:	730,00 mm
Fondo:	240,00 mm
Peso:	37,00 kg

Rendimiento:

Máx. coeficiente de rendimiento:	98 %
Rendimiento europeo:	97,2 %

Valores de entrada:

Potencia máxima de CC:	5,10 kW
Tensión máxima de CC:	1000 V
Tensión nominal de CC:	580 V
Rango de tensión, seguidor del punto de máxima potencia:	150-800 V
Máx. corriente de entrada:	11,0 A / 10,...

Valores de salida:

Potencia máxima de CA:	5,00 kVA
Potencia nominal de CA:	5,00 kW
Factor de desfase mín. (cantidad):	0,8
Tensión de red:	160-280 V
Frecuencia de red:	45-65 Hz

Ilustración 13: Características inversor STP 5000 TL-2

Por lo tanto, el inversor seleccionado será STP 5000TL-20 de 5kW de potencia, para una potencia pico de 5.1kW para corriente continua y 5.0 kW para corriente alterna. Al inversor se le conectará 1 string de 17 módulos en la entrada A, como indica la siguiente imagen:

1 x STP 5000TL-20

Strings

+ Añadir inversor

Inversor:

STP 5000TL-20

Número de inversores:

1

i

Entrada	Generador FV	Strings	Módulos
A	Generador FV 1	1 X	17
		1 .. 1	6 .. 20
B		1 X	1

Ilustración 14: Distribución de Strings

**1.2.3.1. Corrección de tensión y corriente debidas a la temperatura**

A continuación se comprobará el cumplimiento de los rangos de tensión e intensidad con las temperaturas máximas y mínimas existentes en la zona. Esta temperatura definirá la temperatura de la célula que es la que necesitamos para comprobar las variaciones de tensión e intensidad.

$$T_c = T_a + \frac{T_{NOC} - 20^{\circ}\text{C}}{800\text{W}/\text{m}^2}$$

- T_c : Temperatura de la célula ($^{\circ}\text{C}$).
- T_{NOC} : Temperatura de operación nominal de la célula ($^{\circ}\text{C}$).
- T_a : Temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$).
- G : Irradiancia, 1000 W/m^2 verano y 100 W/m^2 invierno

La temperatura ambiente será de -5° en invierno y 45°C en verano. Las temperaturas de las células a temperatura ambiente serán las siguientes:

Invierno:

$$T_c = -5 + \frac{47 - 20^{\circ}\text{C}}{\frac{800\text{W}}{\text{m}^2}} \cdot 100 = -1.625^{\circ}\text{C}$$

Verano:

$$T_c = 45 + \frac{47 - 20^{\circ}\text{C}}{800\text{W}/\text{m}^2} \cdot 1000 = 78.75^{\circ}\text{C}$$

Con estas temperaturas y los valores de tensión y corriente disponibles en el catalogo solar, se calculan las variaciones de tensión y corriente debidas a la temperatura.

Para conocer la tensión de circuito abierto que se medirá a la salida de cada panel cuando están trabajando bajo unas condiciones de temperatura de célula diferente a 25°C , utilizamos la siguiente expresión:

$$V_{oc}' = V_{oc} + \Delta T \cdot \Delta V_{oc}$$

V_{oc}' : Tensión a circuito abierto del panel a una temperatura de la célula

V_{oc} : Tensión a circuito abierto en condiciones estandar de medida a 25°C

ΔT : Variación de temperatura de trabajo del panel y las condiciones estandar de medida

ΔV_{oc} : Coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel

Para conocer la corriente de cortocircuito que se producirá a la salida de cada panel cuando están trabajando bajo unas condiciones de temperatura de célula diferente a 25°C , utilizamos la siguiente expresión:

$$I_{sc}' = I_{sc} + \Delta T \cdot \Delta I_{sc}$$

I_{sc}' : Corriente de cortocircuito del panel a una temperatura de la célula



I_{sc} : Corriente de cortocircuito en condiciones estandar de medida a 25°C

ΔT : Coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito del panel

ΔI_{sc} : Coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel

Invierno:

$$V_{oc} = 45.27V$$

$$\Delta V_{oc} = -128.1mV/^{\circ}C$$

$$V_{oc}' = 45.27 + (-1.625 - 25) \cdot -128.1mV/^{\circ}C = 48.68 V$$

$$I_{sc} = 8.93A$$

$$\Delta I_{sc} = 3.78 mA/^{\circ}C$$

$$I_{sc}' = 8.93 + (-1.625 - 25) \cdot 3.78 mA/^{\circ}C = 8.829A$$

Verano:

$$V_{oc} = 45.27V$$

$$\Delta V_{oc} = -128.1mV/^{\circ}C$$

$$V_{oc}' = 45.27 + (78.75 - 25) \cdot -128.1mV/^{\circ}C = 38.38 V$$

$$I_{sc} = 8.93A$$

$$\Delta I_{sc} = 3.78 mA/^{\circ}C$$

$$I_{sc}' = 8.93 + (78.75 - 25) \cdot 3.78 mA/^{\circ}C = 9.13 A$$

Parámetro	Invierno	Verano
V_{oc}'	48.68 V	38.38 V
I_{sc}'	8.829 A	9.13 A

Para la corriente, se tendrá la corriente de cortocircuito, que será la máxima, y la corriente del punto de máxima potencia; Para el voltaje se tendrá la tensión de circuito abierto, que es la máxima posible, y la tensión del punto de máxima potencia.

La relación que será usada para el cálculo de la mínima intensidad y tensión a partir de los valores de V_{oc} y I_{sc} mínimos es:

$$\frac{I_{mpp}}{I_{sc}} = \frac{8.34}{8.93} = 0.933 \quad \frac{V_{mpp}}{V_{oc}} = \frac{36.27}{45.27} = 0.8011$$

Valores mínimos corregidos con estos coeficientes:



Parámetro	Invierno	Verano
V_{oc}'	48.68 V	30.74 V*
I_{sc}'	8.23A*	9.13 A

En la tabla de características del inversor STP 5000 TL-20 la tensión máxima a la entrada del mismo tiene que ser de 1000(v), mientras que el rango de tensión MPP es de 245-800(v). Su corriente máxima de entrada es de 11 A.

La tensión mínima del sistema completo será multiplicar el único string disponible por la tensión mínima, es decir 17 paneles por 30.74 V, lo que nos da un valor de 522.58 V. La tensión máxima se corresponderá a la multiplicación de 17 paneles por 48.68 V, lo que nos da un valor de 827.56 V. Para obtener el valor máximo del punto de máxima potencia, multiplicaremos el valor anterior por 0.8011, lo que nos da 662.95 V < 800 V.

Se observa que ninguna tensión supera los 1000 V de tensión de entrada máxima.

La intensidad máxima será de 9.13 A, no sobrepasando los 11 A de entrada del inversor.

1.2.4.Instalación eléctrica necesaria

1.2.4.1. Cableado

Entre los elementos auxiliares de una instalación FV se encuentra el cableado. El cálculo de la sección se realiza teniendo en cuenta el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, según los dos criterios siguientes:

- Por corriente máxima admisible
- Por caída de tensión máxima

Según el pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red, los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamiento. Los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1.5%.

1.2.4.1.1. Cableado corriente continua

El cableado correspondiente a la instalación de corriente continua abarcara desde los paneles solares, es decir, el final de cada string, hasta los cuadros de protecciones de corriente continua. Este cableado deberá estar correctamente dimensionado para no provocar una gran caída de tensión, que puede provocar mayores pérdidas en la instalación, y además poder soportar de sobra la intensidad generada por la instalación en las condiciones de instalación reales.

- Cálculo de la sección por corriente máxima admisible

Se sobredimensionaran los cables e manera que soporten la máxima corriente posible. Para ello, se deberán cumplir los valores de corriente máxima permitida por los cables que se fijan en el REBT.



El cable se selecciona de las tablas del REBT según el tipo de montaje y corregido por el factor de temperatura. La corriente máxima admisible del cable será mayor que 1.25 veces la corriente máxima que circula por el (ITC-BT-40):

$$I_{max,a} > 1.25 * I_{max,r} \Rightarrow 1.25 * 9.13 = 11.41 \text{ A}$$

Donde

$I_{max,a}$: Corriente máxima admisible del cable (A)

$I_{max,r}$: Corriente máxima que puede circular por el ramal (A)

TABLA A. 52-1 bis:
INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS AL AIRE (40 °C)

Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento													
A1			PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C						
A2		PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C							
B1					PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C			
B2				PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C					
C						PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C		
D*		VER SIGUIENTE TABLA											
E							PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C	
F								PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C
Cobre	mm ²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1.5	11	11.5	13	13.5	15	16	16.5	19	20	21	24	25
	2.5	15	16	17.5	18.5	21	22	23	26	26.5	29	33	34
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	59
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	82
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	109	118	130	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	150	164	188	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	171	188	205	236	260	278	299	322	343	363	404	438
	185	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500
	240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590
	300	259	285	311	349	396	423	461	516	547	640	674	713

Tabla 9: A.52-1 bis. Intensidades Admisibles

Las intensidades máximas admisibles serán las indicadas en la tabla de la Norma UNE 20460-5-523 para una instalación B1 (cables de cobre aislados en el interior de tubos empotrados) para PVC2.

A partir de la tabla A 52-1 bis obtenemos una sección de 1.5 mm², que es la menor sección posible. La intensidad máxima es de 15 A, al cual abra que aplicarle factores de corrección a causa de mayor temperatura ambiente.

Se considerara una temperatura ambiente de 50°C, por lo que el factor de corrección será de 0.82 según la tabla siguiente:



Aislamiento	Temperatura ambiente (θ_a) (°C)										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Tipo PVC (termoplástico)	1,40	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78

Tabla 10: Factor de corrección por temperatura

Por lo que la intensidad máxima admisible será de 13.92 A, seleccionándose una sección de 1.5mm², que admite hasta 15A.

- Cálculo de la sección por caída de tensión máxima

Ahora obtendremos la sección necesaria por el criterio de caída de tensión. La longitud del cableado de continua será la distancia del string más grande.

$$S_R = \frac{2 * L_{rama} * I * \rho}{\Delta V_{rama} * U} = \frac{2 * 30 * 9.13 * 0.021}{0.015 * 662.95} = 1.1568 \text{ mm}^2$$

Para determinar las pérdidas totales del ramal se utiliza la siguiente expresión:

$$\theta_{R(1.5\text{mm}^2)} = \frac{2 * L_R * I * \rho}{U * S_R} = \frac{2 * 30 * 9.13 * 0.021}{1.5 * 662.95} = 1.1\% < 15\% \text{ (Valido)}$$

Con el objeto de disminuir la caída de tensión ocasionada por el ramal, seleccionaremos una sección de 2.5 mm².

Por lo tanto, la intensidad que podría soportar sería de 21 A, que aplicándole el correspondiente factor de corrección obtenemos una intensidad de 17.22 A, suficiente para soportar los 11.41 A que como máximo discurrirán por la parte de corriente continua.

1.2.4.1.2. Cableado corriente alterna

El cableado de corriente alterna debe asegurar una mínima pérdida de tensión y tiene que poseer un dimensionamiento correcto para la conducción de la intensidad de corriente deseada.

La corriente que circulará por los conductores del primer tramo es:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U_N * \cos\varphi} = \frac{5000}{\sqrt{3} * 400 * 0.9} = 8.01 \text{ A}$$

Por seguridad, se debe diseñar el cableado para soportar al menos un 125% de esta corriente, cumpliendo con lo indicado en el REBT para instalaciones generadoras, por lo que tendría que soportar como mínimo el paso de una corriente de 10.023 A.

Por el criterio de caída de tensión máxima:

$$S_{CA} = \frac{\sqrt{3} * L_{CA} * I_{N(INV)} * \cos\varphi * \rho}{2\% * U_N} = \frac{\sqrt{3} * 45 * 8.01 * 0.9 * 0.021}{0.02 * 400} = 1.47 \text{ mm}^2$$



De la norma UNE 20460-5-523, usamos la tabla A 52-1 bis. Para corriente alterna utilizaremos conductores de cobre aislados en el interior de tubos empotrados). En este caso, seleccionaremos una sección de 1.5mm². Las pérdidas totales deberán ser inferiores al 1%.

$$\theta_{CA1(1.5 \text{ mm}^2)} = \frac{\sqrt{3} * L_{CA} * I_{N(INV)} * \cos\varphi * \rho}{S_{CA} * U_N} = \frac{\sqrt{3} * 45 * 8.01 * 0.9 * 0.021}{1.5 * 400} = 1.9\%$$

> 1% (No valido)

$$\theta_{CA1(2.5 \text{ mm}^2)} = \frac{\sqrt{3} * L_{CA} * I_{N(INV)} * \cos\varphi * \rho}{S_{CA} * U_N} = \frac{\sqrt{3} * 45 * 8.01 * 0.9 * 0.021}{2.5 * 400} = 1.1\%$$

> 1% (No valido)

$$\theta_{CA1(4 \text{ mm}^2)} = \frac{\sqrt{3} * L_{CA} * I_{N(INV)} * \cos\varphi * \rho}{S_{CA} * U_N} = \frac{\sqrt{3} * 45 * 8.01 * 0.9 * 0.021}{4 * 400} = 0.73\% < 1\% \text{ (Valido)}$$

En este caso no se utilizara ningún factor de corrección, por lo tanto la sección seleccionada será de 4 mm², con una intensidad máxima admisible de 24 A.

1.2.4.1.3. Cableado de protección

Para la protección de la instalación, el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, según la norma ITC-BT-18 “Instalaciones de puesta a tierra” establece que deben conectarse correctamente todas las masas metálicas de una instalación con tierra, con el objeto de imitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

La puesta o conexión a tierra se define como una unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo.

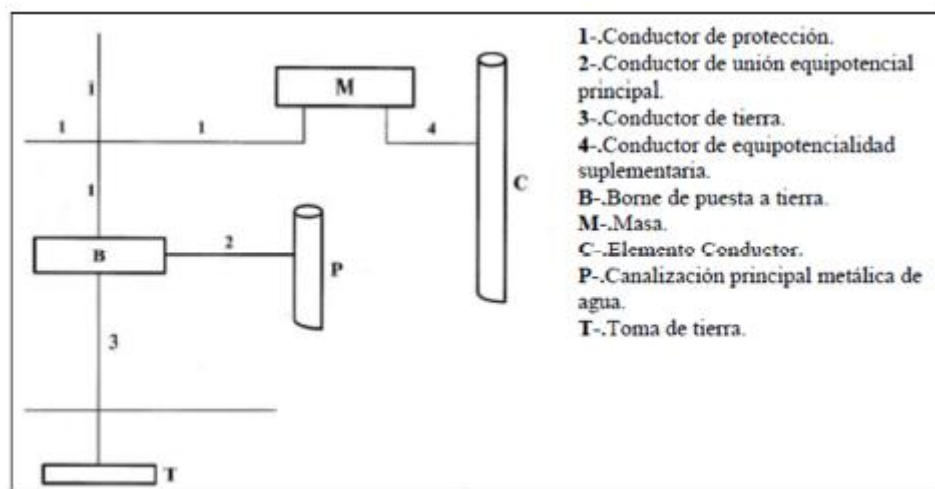


Ilustración 15: Representación de un circuito de puesta a tierra



Los conductores de protección sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos.

En el circuito de conexión a tierra, los conductores de protección unirán las masas al conductor de tierra.

La sección de los conductores de protección será la indicada en la siguiente tabla:

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm ²)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm ²)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Ilustración 16: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase

Por lo tanto, según la tabla anterior, la sección mínima a emplear para el cableado de secciones menores de 16 mm² será igual a la sesión de fase. Esto implica un cable de 2.5 mm² para el tramo de corriente continua y 4mm² para el tramo de corriente alterna.

1.2.4.2. Conducciones

El REBT en su ITC-BT-21 establece que los tubos serán rígidos, curvables o flexibles empotrados en obras de fábrica (paredes, techos y falsos techos), huecos de la construcción o canales protectoras de obra y empotrados embebidos en hormigón.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	20
2,5	12	16	20	20	20
4	12	16	20	20	25
6	12	16	25	25	25
10	16	25	25	32	32
16	20	25	32	32	40
25	25	32	40	40	50
35	25	40	40	50	50
50	32	40	50	50	63
70	32	50	63	63	63
95	40	50	63	75	75
120	40	63	75	75	--
150	50	63	75	--	--
185	50	75	--	--	--
240	63	75	--	--	--

Tabla 11: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir

Los tubos deberán tener un diámetro tal que permitan un fácil alojamiento y extracción de los cables o conductores aislados. En la siguiente tabla figuran los diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir:

Por lo tanto el diámetro exterior de los tubos dependerá de la sección del cableado y del número de conductores que habrá en su interior:



	Sección Conductor (mm ²)	Diámetro Tubo (mm)
Cableado Corriente Continua	2,5	16
Cableado Corriente Alterna	4	20

Tabla 12: Diámetros seleccionados

1.2.4.3. Protecciones

El objetivo de las protecciones consistirá en mantener la instalación en funcionamiento normal sin perjuicios provocados a causa de agentes externos, o accidentes fortuitos. En toda instalación eléctrica es necesaria la instalación de elementos de protección contra sobrecargas y cortocircuitos, así como todo tipo de contactos indirectos que puedan provocarse. Las protecciones se separan según la zona de la instalación, separando la zona de corriente continua de la zona de corriente alterna.

Además de las protecciones de la instalación, el propio inversor lleva incorporadas las siguientes protecciones:

Dispositivos de protección	
Punto de desconexión en el lado de entrada	De serie
Monitorización de toma a tierra / de red	De serie / De serie
Protección contra polarización inversa de CC / resistencia al cortocircuito de CA / con separación galvánica	De serie / De serie / —
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	De serie
Clase de protección (según IEC 62103) / categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I / III

Tabla 13: Protecciones incorporadas en el inversor

**1.2.4.3.1. Protecciones corriente continua**

Las únicas protecciones a diseñar en la parte de corriente continua serán los interruptores magnetotérmicos que irán instalados en una caja cercana al string que permitirán su desconexión y los fusibles que irán montados en bases portafusibles.

El magnetotérmico protege frente a sobrecargas y sobreintensidades y permite separar con todas las garantías la instalación fotovoltaica de la red para trabajos de reparación y/o mantenimiento.

Para el diseño del magnetotérmico se tiene que cumplir que:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

Siendo I_b la intensidad de diseño de la línea 9.13 A, I_n la intensidad nominal del magnetotérmico seleccionado, e I_z la intensidad máxima del cable.

$$9.13 \text{ A} \leq I_n \leq 17.22 \text{ A} \quad I_n = 12 \text{ A}$$

Por lo tanto se escogerá un magnetotérmico bipolar de 12 A que cumple con las condiciones descritas anteriormente.

Por otro lado para diseñar el fusible se debe cumplir la misma igualdad pero también se debe cumplir que $1.6 I_n \leq 1.45 I_z$, por lo que se seleccionara un fusible de 12A para cada uno de los string.

Para dicho fusible hay que comprobar que:

$$I_b = 9.13 \text{ A} \leq I_n = 12 \text{ A} \leq I_z = 17.22 \text{ A} \quad (\text{Valido})$$

$$1.6 I_n = 1.6 * 12 = 19.2 \text{ A} \leq 1.45 I_z = 1.45 * 17.22 = 25 \text{ A} \quad (\text{Valido})$$

El fusible seleccionado será de la marca OEZ, modelo 12A gR 1000VDC PV

Los fusibles irán montados en bases portafusibles adecuados para este tipo de fusibles. Se colocara un fusible por cada polo de cada string en un cuadro colocado en la sala de inversores.

1.2.4.3.2. Protecciones corriente alterna

Para la parte de corriente alterna se tendrá en cuenta la potencia total del inversor con un factor de potencia de 0.9. Por lo tanto la intensidad de salida del inversor será de 8.01 A.

Igual que en el caso anterior para el diseño del magnetotérmico se tiene que cumplir que

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$



Siendo I_b la intensidad de diseño de la línea 8.01 A, I_n la intensidad nominal del magnetotérmico seleccionado, e I_z la intensidad máxima del cable, siendo de 24A.

$$8.01 \text{ A} \leq I_n \leq 24 \text{ A} \quad I_n = 12 \text{ A}$$

Por lo tanto se escogerá un magnetotérmico tetrapolar de 12 A que cumple con las condiciones descritas anteriormente.

Esta línea proseguirá hasta la caja general de protección y medida colocada, donde ira instalado un fusible. Este fusible será de 25 A y deberá cumplir que $1.6 I_n \leq 1.45 I_z$

$$I_b = 8.01 \text{ A} \leq I_n = 12 \text{ A} \leq I_z = 24 \text{ A} \quad (\text{Cumple})$$

$$1.6 I_n = 1.6 * 12 = 19.2 \text{ A} \leq 1.45 I_z = 1.45 * 24 = 34.8 \text{ A} \quad (\text{Cumple})$$

Por lo tanto, el fusible seleccionado para la parte de corriente alterna será un fusible AM, de 12 A.

1.2.5. Producción anual esperada

1.2.5.1. Rendimiento global del sistema fotovoltaico o Performance Ratio "PR"

El Rendimiento global del sistema o Performance Ratio “ PR ”, se define como la relación entre la energía anual AC entregada efectivamente a la red y la que entregaría un sistema ideal (sin pérdidas ni en el inversor ni en el generador, y con las células d este último operando siempre a 25°C) que recibiese la misma radiación solar.

Definición normalizada de las pérdidas Performance Ratio (PR). UNE IEC 61724:

$$PR = \frac{E_{AC}}{\frac{G(\alpha, \beta)}{G_{CEM}} \cdot P_G}$$

$E_{AC} (kW \cdot h)$: Energía inyectada en la red

$G(\alpha, \beta) (kW \cdot h/m^2 \cdot dia)$: Irradiación incidente en el plano del generador

$G_{CEM} (kW/m^2)$: Irradiancia de referencia (condiciones estándar de medida)

$P_G (kW)$: Potencia máxima del generador (medida en condiciones estándar)

A Continuación, calcularemos las pérdidas de nuestra instalación:

- Pérdidas por dispersión de potencia **P1**:

Estas pérdidas se deben a la desviación de la máxima potencia que el panel entrega. En la ficha característica de cada módulo, el fabricante especifica una tolerancia referente a la máxima potencia que el panel puede producir suponiendo unas condiciones de 1000W/m2 y temperatura del panel de 25°C. En el caso del Panel ZYTECH 300P tendremos unas pérdidas por dispersión de potencia de **3%**.



- Pérdidas por temperatura de la célula fotovoltaica **P2**:

Las pérdidas por temperatura dependen de la diferencia de temperatura en los módulos y los 25 °C de las CEM, del tipo de célula y encapsulado y del viento. Si los módulos están convenientemente aireados por detrás, esta diferencia es del orden de 30 °C sobre la temperatura ambiente, para una irradiancia de 1000 W/m². Para el caso de integración de edificios donde los módulos no están separados de las paredes o tejados, esta diferencia se podrá incrementar entre 5 °C y 15 °C.

Para el cálculo de las pérdidas por temperatura, se consideraran las pérdidas medias mensuales debidas a la temperatura

$$L_{tem} = g \cdot (T_c - 25^\circ\text{C})$$

Siendo:

- g: Coeficiente de temperatura de potencia: -0.35%/°C
- T_c: Temperatura de trabajo de las placas fotovoltaicas.

Para el cálculo de T_c, utilizamos la siguiente expresión:

$$T_c = T_a + \frac{TNOC - 20^\circ\text{C}}{800\text{W}/\text{m}^2} \cdot G$$

- T_a: Temperatura ambiente media mensual.
- TNOC: Temperatura de operación nominal del módulo. 47°C±2°C
- G: Radiación media de un día soleado. 800W/m².

$$T_c = T_a + 27$$

$$L_{tem} = 0.0035 \cdot (T_a + 27 - 25^\circ\text{C}) = 0.0035 \cdot (T_a + 2)$$

	<i>T_a</i>	<i>L_{tem}</i>	
Enero	11,2	4,62	%
Febrero	9,1	3,885	%
Marzo	13,3	5,355	%
Abril	17	6,65	%
Mayo	21,9	8,365	%
Junio	27	10,15	%
Julio	27,3	10,255	%
Agosto	29,1	10,885	%
Septiembre	23,9	9,065	%
Octubre	19,6	7,56	%
Noviembre	14,6	5,81	%
Diciembre	11,3	4,655	%
		7,27125	%

Tabla 14: Pérdidas por temperatura



- Pérdidas por suciedad de los módulos fotovoltaicos **P3**:

Las pérdidas por polvo en un día determinado pueden ser del 0% al día siguiente de un día de lluvia y llegar al 8% cuando los módulos se “ven muy sucios”. Estas pérdidas dependen de la inclinación de los módulos, cercanías a carreteras, etc. En nuestro caso consideraremos unas pérdidas del **4%**, suponiendo que se realizaran operaciones de limpieza periódicamente.

- Pérdidas por orientación e inclinación **P4**:

- Ángulo de inclinación β , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal.
- Ángulo de azimut α , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar.

En nuestra ubicación, los paneles fotovoltaicos están orientados prácticamente al Sur, teniéndose un azimut de -3° . Referente a la inclinación de los módulos, la óptima sería de 34° , la cual no podemos conseguir por la limitación de espacio que disponemos, por lo que la inclinación será de 16° que se conseguirá con la pérgola que se va a instalar. Para evaluar las pérdidas realizaremos una comprobación gráfica y analítica de las pérdidas.

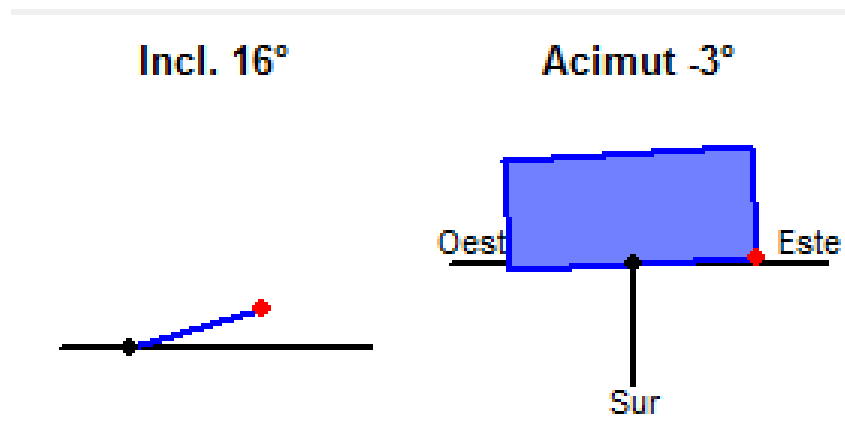


Ilustración 17: Ángulo de inclinación y ángulo de azimut



Comprobación gráfica:

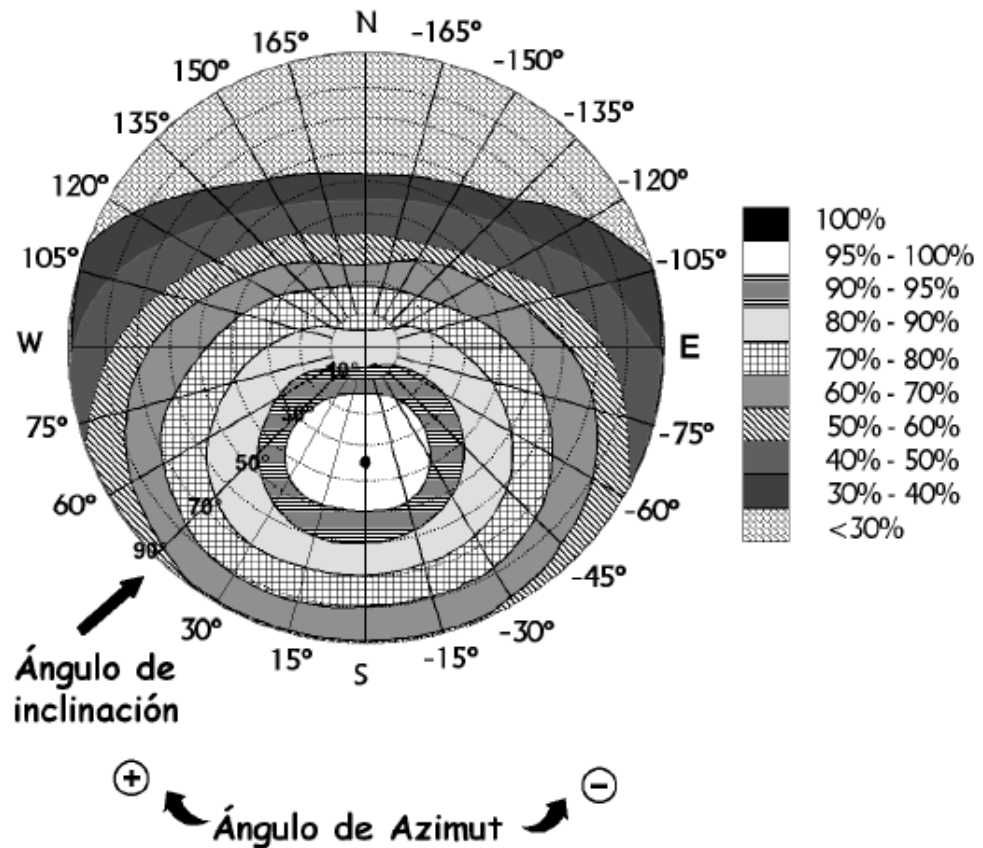


Ilustración 18: Pérdidas por orientación e inclinación

Límites de inclinación:

$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación} (\phi = 90) - (41^\circ - 37^\circ) = 86$$

$$\text{Inclinación mínima} = \text{Inclinación} (\phi = 5) - (41^\circ - 37^\circ) = 5$$

Comprobación analítica de pérdidas:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1.2 \times 10^{-4} (\beta - \phi + 10)^2 + 3.5 \times 10^{-5} \alpha^2]$$

para $15^\circ < \beta < 90^\circ$

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas (\%)} &= 100 \times [1.2 \times 10^{-4} (16 - 37 + 10)^2 + 3.5 \times 10^{-5} \times -3^2] \\ &= 1.48 \% \end{aligned}$$

- Pérdidas por sombreado **P5**:

En nuestro caso, las pérdidas por sombras serán de 0%, ya que la pérgola será la que esté inclinada 16° , por lo que ningún modulo se hará sombra, además de que no se disponen de ningún otro obstáculo.

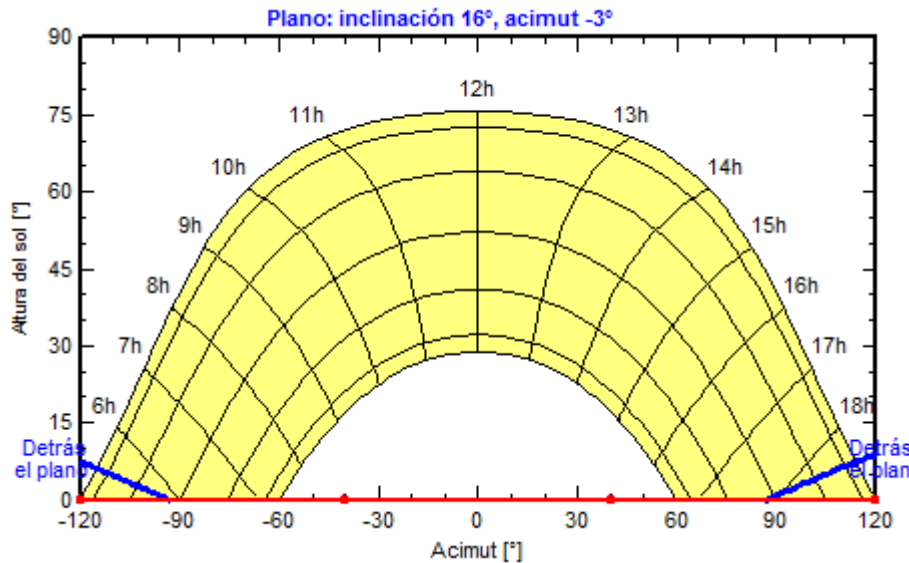


Ilustración 19: Pérdidas por sombreado

- Pérdidas por degradación fotónica **P6**:

Estas pérdidas se deben a un proceso natural de degradación de todas las células de silicio cristalino y se produce al exponer al sol por primera vez el panel fotovoltaico y se admite como valor el del 1%.

- Pérdidas por reflectancia angular y espectral **P7**:

Las pérdidas por reflectancia angular y espectral pueden despreciarse cuando se mide el campo FV al mediodía solar (± 2 h) y también cuando se mide la radiación solar con una célula calibrada de tecnología equivalente (CTE) al módulo FV. Las pérdidas anuales son mayores en células con capas antirreflexivas que en células texturizadas. Son mayores en invierno que en verano. También son mayores en localidades de mayor latitud. Pueden oscilar a lo largo de un día entre 2 % y 6 %.

En nuestro caso consideramos unas pérdidas por reflectancia angular y espectral de **3%**

- Pérdidas en el inversor **P8**:

Inversor SB 50000TL-21 con un rendimiento de 97%, por lo que las pérdidas del inversor serán del 3%.

- Pérdidas por cableado **P9**:

Las pérdidas principales de cableado pueden calcularse conociendo la sección de los cables y su longitud, por la ecuación:

$$L_{cab} = R \cdot I^2$$



$$R = 0,000002 \text{ L/S}$$

R es el valor de la resistencia eléctrica de todos los cables, en ohmios.

L es la longitud de todos los cables (sumando la ida y el retorno), en cm.

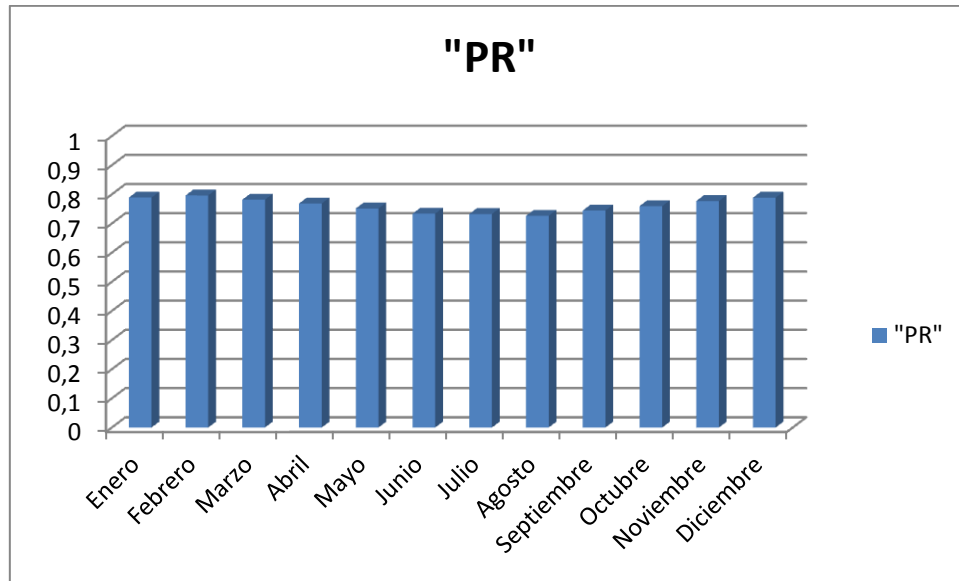
S es la sección de cada cable, en cm².

Normalmente, las pérdidas en conmutadores, fusibles y diodos son muy pequeñas y no es necesario considerarlas. Las caídas en el cableado pueden ser muy importantes cuando son largos y se opera a baja tensión en CC. Las pérdidas por cableado en % suelen ser inferiores en plantas de gran potencia que en plantas de pequeña potencia. En nuestro caso, de acuerdo con las especificaciones, el valor máximo admisible para la parte CC es 1,5 %, siendo recomendable no superar el 0,5 %. En nuestro caso consideramos unas pérdidas del 1%.

Finalmente, los resultados obtenidos son los siguientes:

Mes	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	Pérdidas	PR
Enero	3%	4,62%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	21,10%	78,90%
Febrero	3%	3,89%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	20,37%	79,64%
Marzo	3%	5,36%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	21,84%	78,17%
Abril	3%	6,65%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	23,13%	76,87%
Mayo	3%	8,37%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	24,85%	75,16%
Junio	3%	10,15%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	26,63%	73,37%
Julio	3%	10,26%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	26,74%	73,27%
Agosto	3%	10,89%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	27,37%	72,64%
Septiembre	3%	9,07%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	25,55%	74,46%
Octubre	3%	7,56%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	24,04%	75,96%
Noviembre	3%	5,81%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	22,29%	77,71%
Diciembre	3%	4,66%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	21,14%	78,87%
											76,25%

Tabla 15: Performance Ratio



Gráfica 2: Performance Ratio

Calculo de la producción anual esperada:

Los datos de la energía inyectada se realizarán de acuerdo con la siguiente expresión:

$$E_{AC} = PR \cdot P_G \cdot \frac{G(\alpha, \beta)}{G_{CEM}}$$

Por lo tanto, la energía generada mes a mes es:

Mes	Gdm (0) [kWh/(m2*día)]	G(α,β)(α=-3°,β=16°) [kWh/(m2*día)]	PG (kWp)	PR	Eac (kWh/día)	Eac (kWh/mes)
Enero	2,58	3,51	5,1	0,789	14,1239	437,840559
Febrero	3,39	4,07	5,1	0,796	16,5298	462,8354346
Marzo	4,68	5,38	5,1	0,782	21,4469	664,8542937
Abril	5,6	5,93	5,1	0,769	23,2478	697,433823
Mayo	6,55	6,56	5,1	0,752	25,1439	779,4595608
Junio	7,03	6,86	5,1	0,734	25,6692	770,076846
Julio	7,23	7,11	5,1	0,733	26,5666	823,5652712
Agosto	6,23	6,42	5,1	0,726	23,7822	737,2467027
Septiembre	5,1	5,65	5,1	0,745	21,4542	643,6262475
Octubre	3,77	4,54	5,1	0,760	17,5878	545,2211304
Noviembre	2,5	3,23	5,1	0,777	12,8012	384,035049
Diciembre	2,26	3,15	5,1	0,789	12,6697	392,7595298
Total						7338,954448

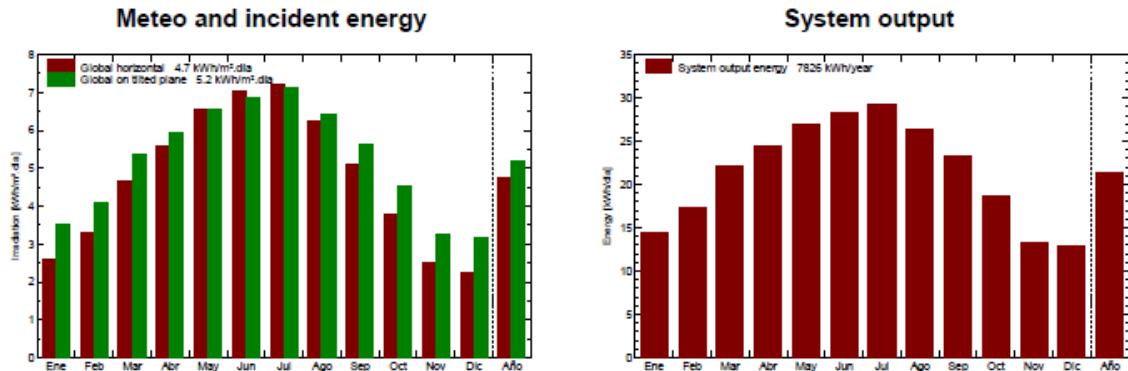
Tabla 16: Producción anual esperada

Siendo el promedio de la energía generada mes a mes de 20.09 kW/día con una total de 7338.95 kWh/año.



1.2.6. Comprobación producción anual esperada PVsyst

Una comprobación de los resultados anteriores la podemos obtener mediante el software PVSYST:



	Gl. horiz. kWh/m².día	Coll. Plane kWh/m².día	System output kWh/día	System output kWh
Ene.	2.58	3.51	14.43	447
Feb.	3.39	4.22	17.33	485
Mar.	4.68	5.38	22.11	685
Abr.	5.60	5.93	24.34	730
May.	6.55	6.56	26.93	835
Jun.	7.03	6.86	28.19	846
Jul.	7.23	7.11	29.22	906
Ago.	6.23	6.42	26.38	818
Sep.	5.10	5.65	23.21	696
Oct.	3.77	4.54	18.63	578
Nov.	2.50	3.23	13.29	399
Dic.	2.26	3.15	12.94	401
Año	4.75	5.22	21.44	7826

Ilustración 20: Comprobación mediante PVSYST

Como podemos observar, a partir del PVSYST obtenemos una producción generada mes a mes de 21.44 kWh/día, un poco superior al calculado en el apartado anterior. Dicha diferencia proviene de los criterios utilizados para calcular el performance ratio.

No obstante, para el cálculo económico nos interesa que la instalación sea lo más desfavorable, por lo que se utilizara el método teórico, es decir, 20.09 kWh/día.

1.3. Silicio Amorfo

1.3.1. Calculo número de paneles

Conocidas las dimensiones de los panes fotovoltaicos (1402x1001x7.4 mm) y el área máxima a ocupar, que en este caso son (38.5 m²) y teniendo en cuenta que el área de un panel fotovoltaico equivale a 1.402 m² y que la distancia de separación entre paneles es de 4 mm, obtenemos que cada panel ocupara un área de 1.602m² obteniéndose:



$$Numero_{m\acute{a}ximo\,paneles} = \frac{S_{total}}{S_{panel}} \frac{38.5\,m^2}{1.602\,m^2} = 24\,paneles$$

Una vez obtenido el número máximo de paneles que componen el generador fotovoltaico, podremos obtener su potencia nominal:

$$P_G = 24 * 135Wp = 3.240kW$$

1.3.2. Características módulo fotovoltaico

Para la instalación se van a usar los módulos fotovoltaicos NA-E135G5, del fabricante SHARP, cuyas características son las siguientes:

DATOS ELÉCTRICOS (STC)											
		Valores nominales					Valores iniciales				
		NA-E135G5	NA-E130G5	NA-E125G5	NA-E120G5	NA-E115G5	NA-E135G5	NA-E130G5	NA-E125G5	NA-E120G5	NA-E115G5
Potencia nominal	P_{max}	135	130	125	120	115	155,2	149,5	143,7	138,0	132,2
Tensión en circuito abierto	V_{oc}	61,3	60,4	59,7	59,1	58,6	61,8	61,1	60,4	59,7	59,0
Corriente de cortocircuito	I_{sc}	3,41	3,41	3,37	3,33	3,26	3,51	3,47	3,43	3,39	3,35
Tensión en el punto de máxima potencia	V_{mpp}	47,0	46,1	45,5	44,9	44,5	49,3	48,7	48,3	47,8	47,3
Corriente en el punto de máxima potencia	I_{mpp}	2,88	2,82	2,75	2,68	2,59	3,15	3,07	2,98	2,89	2,80
Coefficiente de rendimiento del módulo	η_m	9,6	9,3	8,9	8,6	8,2					

STC = Standard Test Condition: irradiación de 1.000 W/m², AM 1.5, temperatura de la célula de 25 °C. Las características eléctricas están clasificadas dentro de ±10% de los valores indicados de I_{sc} , V_{oc} y de +1/-2% de P_{max} . Los valores iniciales están aproximadamente un 15% por encima de los valores nominales (estabilizables) y se reducen durante las primeras semanas de funcionamiento. Después de este período, la potencia de salida se estabilizará en torno al valor nominal en función de las variaciones estacionales.

Ilustración 21: Características eléctricas NA - E135G5

1.3.3. Selección del inversor

Una de las decisiones más importantes en un sistema fotovoltaico, es la elección del inversor.

Un inversor deberá presentar las siguientes características básicas:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente
- Autoconmutados
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionaran en isla o modo aislado.

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética, incorporando protecciones frente a:



- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Para la selección del inversor, utilizaremos el software SunnyDesign, en el cual introduciremos el modelo de panel solar con sus características reales. Con estos datos, además de la ubicación y temperaturas máximas y mínima de la instalación, el programa determinará una serie de configuraciones para la instalación, de la cual se seleccionará la idónea para la instalación.

Generador FV 1

Denominación: Generador FV 1

Fabricante: Sharp

Módulo FV: NA-F135 (G5)

Temperatura de las células: -5 ... 75 °C

Orientación: Acimut: -3°, Inclinación: 16°

Tipo de montaje: Techo

Ajuste predeterminado: ☒ Número de módulos: 24

☐ Potencia de pico: 3,24 kWp

Modificar

Propuesta para el diseño ...

1 x SB 3000HF-30

Strings

Añadir inversor

Inversor: SB 3000HF-30

Número de inversores: 1

Entrada: A

Generador FV: Generador FV 1

Strings: 3

Módulos: 8

1 .. 5

5 .. 10

Resumen de los inversores

	Generador FV 1 24 / 24	Potencia de pico:	Ratio de potencia	Factor de aprovechamiento de en...	
✓ 1 x SB 3000HF-30	3 x 8 (A)	3,24 kWp	97 %	100 %	

✓ Compatible con FV/inversor

Configuración		Entrada A
Inversor:	SB 3000HF-30	Generador FV: Generador FV 1
Entradas independientes:	1	Número de módulos (entrada): 24
Potencia máx. de CC:	3,15 kW	Potencia de pico (de entrada): 3,24 kWp
Tensión de CC mín.: (Tensión de red 230 V)	175 V	Tensión normal: 349 V ✓
		Tensión mín.: 320 V ✓
Tensión máxima de CC (Inversor):	700 V	Máx. tensión: 535 V ✓
Corriente de CC máx.:	15 A	Corriente máx. del generador: 8,6 A ✓

Ilustración 22: Selección del inversor. Sunny Design

**SB 3000HF-30****Datos generales:**

Clase de protección:	IP65 / IP54
Ancho:	348,00 mm
Alto:	580,00 mm
Fondo:	145,00 mm
Peso:	17,00 kg

Rendimiento:

Máx. coeficiente de rendimiento:	96,3 %
Rendimiento europeo:	95,5 %

Valores de entrada:

Potencia máxima de CC:	3,15 kW
Tensión máxima de CC:	700 V
Tensión nominal de CC:	530 V
Rango de tensión, seguidor del punto de máxima potencia:	175-560 V
Máx. corriente de entrada:	15,0 A

Valores de salida:

Potencia máxima de CA:	3,00 kW
Potencia nominal de CA:	3,00 kW
Tensión de red:	180-280 V
Frecuencia de red:	45,5-64,5 Hz

Ilustración 23: Características inverter SB 3000HF-30

Por lo tanto, el inverter seleccionado será SB 3000HF-30 de 3kW de potencia, para una potencia pico de 3.15 kW para corriente continua y 3.0 kW para corriente alterna. Al inverter se le conectará 3string de 8 módulos en la entrada A como indica la siguiente imagen:

1 x SB 3000HF-30 Strings + Añadir inverter

Inversor: SB 3000HF-30

Número de inversores: 1

Entrada: A Generador FV: Generador FV 1 Strings: 3 (1..5) x Módulos: 8 (5..10)

Ilustración 24: Distribución de Strings**1.3.3.1. Corrección de tensión y corriente debidas a la temperatura**

A continuación se comprobará el cumplimiento de los rangos de tensión e intensidad con las temperaturas máximas y mínimas existentes en la zona. Esta temperatura definirá la



temperatura de la célula que es la que necesitamos para comprobar las variaciones de tensión e intensidad.

$$T_c = T_a + \frac{TONC - 20^\circ C}{800W/m^2} * I$$

- T_c : Temperatura de la célula ($^\circ C$).
- TONC: Temperatura de operación nominal de la célula ($^\circ C$).
- T_a : Temperatura ambiente ($^\circ C$).
- G: Irradiancia, 1000 W/m² verano y 100 W/m² invierno

La temperatura ambiente será de -5° en invierno y $45^\circ C$ en verano. Las temperaturas de las células a temperatura ambiente serán las siguientes:

Invierno:

$$T_c = -5 + \frac{47 - 20^\circ C}{\frac{800W}{m^2}} \cdot 100 = -1.625^\circ C$$

Verano:

$$T_c = 45 + \frac{47 - 20^\circ C}{800W/m^2} \cdot 1000 = 78.75^\circ C$$

Con estas temperaturas y los valores de tensión y corriente disponibles en el catalogo solar, se calculan las variaciones de tensión y corriente debidas a la temperatura.

Para conocer la tensión de circuito abierto que se medirá a la salida de cada panel cuando están trabajando bajo unas condiciones de temperatura de célula diferente a $25^\circ C$, utilizamos la siguiente expresión:

$$V_{oc}' = V_{oc} + \Delta T \cdot \Delta V_{oc}$$

V_{oc}' : Tensión a circuito abierto del panel a una temperatura de la celula

V_{oc} : Tensión a circuito abierto en condiciones estandar de medida a $25^\circ C$

ΔT : Variación de temperatura de trabajo del panel y las condiciones estandar de medida

ΔV_{oc} : Coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel

Para conocer la corriente de cortocircuito que se producirá a la salida de cada panel cuando están trabajando bajo unas condiciones de temperatura de célula diferente a $25^\circ C$, utilizamos la siguiente expresión:

$$I_{sc}' = I_{sc} + \Delta T \cdot \Delta I_{sc}$$

I_{sc}' : Corriente de cortocircuito del panel a una temperatura de la celula

I_{sc} : Corriente de cortocircuito en condiciones estandar de medida a $25^\circ C$



ΔT : Coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito del panel

ΔI_{sc} : Coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel

Invierno:

$$V_{oc} = 61.3$$

$$\Delta V_{oc} = -183.9 \text{ mV}/^\circ\text{C}$$

$$V_{oc}' = 61.3 + (-1.625 - 25) \cdot -183.9 \text{ mV}/^\circ\text{C} = 66.19 \text{ V}$$

$$I_{sc} = 3.41 \text{ A}$$

$$\Delta I_{sc} = 2.38 \text{ mA}/^\circ\text{C}$$

$$I_{sc}' = 3.41 + (-1.625 - 25) \cdot 2.38 \text{ mA}/^\circ\text{C} = 3.346 \text{ A}$$

Verano:

$$V_{oc} = 61.3$$

$$\Delta V_{oc} = -183.9 \text{ mV}/^\circ\text{C}$$

$$V_{oc}' = 61.3 + (78.75 - 25) \cdot -183.9 \text{ mV}/^\circ\text{C} = 51.41 \text{ V}$$

$$I_{sc} = 3.41 \text{ A}$$

$$\Delta I_{sc} = 2.38 \text{ mA}/^\circ\text{C}$$

$$I_{sc}' = 3.41 + (78.75 - 25) \cdot 2.38 \text{ mA}/^\circ\text{C} = 3.53 \text{ A}$$

Parámetro	Invierno	Verano
V_{oc}'	66.19 V	51.41 V
I_{sc}'	3.346 A	3.53 A

Para la corriente, se tendrá la corriente de cortocircuito, que será la máxima, y la corriente del punto de máxima potencia; Para el voltaje se tendrá la tensión de circuito abierto, que es la máxima posible, y la tensión del punto de máxima potencia.

La relación que será usada para el cálculo de la mínima intensidad y tensión a partir de los valores de V_{oc} y I_{sc} mínimos es:

$$\frac{I_{mpp}}{I_{sc}} = \frac{2.88}{3.41} = 0.844 \quad \frac{V_{mpp}}{V_{oc}} = \frac{47}{61.3} = 0.766$$

Valores mínimos corregidos con estos coeficientes:

Parámetro	Invierno	Verano
V_{oc}'	66.19 V	43.39 V*
I_{sc}'	2.82 A*	3.53 A



En la tabla de características del inversor SB 3000 HF-30 la tensión máxima a la entrada del mismo tiene que ser de 700 V, mientras que el rango de tensión MPP es de 210-460(V). Su corriente máxima de entrada es de 15 A.

La tensión mínima del sistema completo será multiplicar el único string de 8 módulos por la tensión mínima, es decir 8 paneles por 43.39 V, lo que nos da un valor de 347.12 V. La tensión máxima se corresponderá a la multiplicación de 8 paneles por 42.22 V, lo que nos da un valor de 529.52 V. Para obtener el valor máximo del punto de máxima potencia, multiplicaremos el valor anterior por 0.766, lo que nos da 405.61 V <460 V.

Se observa que ninguna tensión supera los 700 V de tensión de entrada máxima.

La intensidad máxima será de 3 string por 3.53 A, que nos da una intensidad máxima de 10.59 A no sobrepasando los 15 A de entrada del inversor.

1.3.4.Instalación eléctrica necesaria

1.3.4.1. Cableado

Entre los elementos auxiliares de una instalación FV se encuentra el cableado. El cálculo de sección se realiza teniendo en cuenta el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, según los dos criterios siguientes:

- Por corriente máxima admisible
- Por caída de tensión máxima

Según el pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red, los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamiento. Los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1.5%.

1.3.4.1.1. Cableado corriente continua

El cableado correspondiente a la instalación de corriente continua abarcara desde los paneles solares, es decir, el final de cada string, hasta los cuadros de protecciones de corriente continua. Este cableado deberá estar correctamente dimensionado para no provocar una gran caída de tensión, que puede provocar mayores pérdidas en la instalación, y además poder soportar de sobra la intensidad generada por la instalación en las condiciones de instalación reales.

- Cálculo de la sección por corriente máxima admisible.

Se sobredimensionaran los cables e manera que soporten la máxima corriente posible. Para ello, se deberán cumplir los valores de corriente máxima permitida por los cables que se fijan en el REBT.



El cable se selecciona de las tablas del REBT según el tipo de montaje y corregido por el factor de temperatura. La corriente máxima admisible del cable, será mayor que 1.25 veces la corriente máxima que circula por el (ITC-BT-40):

$$I_{max,a} > 1.25 * I_{max,r} \Rightarrow 1.25 * 10.59 = 13.23 \text{ A}$$

Donde

$I_{max,a}$: Corriente máxima admisible del cable (A)

$I_{max,r}$: Corriente máxima que puede circular por el ramal (A)

TABLA A. 52-1 bis:
INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS AL AIRE (40 °C)

Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento													
A1			PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C						
A2		PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C							
B1					PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C			
B2				PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C					
C						PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C		
D*		VER SIGUIENTE TABLA											
E							PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C	
F								PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C
Cobre	mm ²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1.5	11	11.5	13	13.5	15	16	16.5	19	20	21	24	25
	2.5	15	16	17.5	18.5	21	22	23	26	26.5	29	33	34
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	59
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	82
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	109	118	130	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	150	164	188	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	171	188	205	236	260	278	299	322	343	363	404	438
	185	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500
	240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590
	300	259	285	311	349	396	423	461	516	547	640	674	713

Tabla 17: A52-1bis. Intensidades admisibles

Las intensidades máximas admisibles serán las indicadas en la tabla de la Norma UNE 20460-5-523 para una instalación B1 (cables de cobre aislados en el interior de tubos empotrados) para PVC2.

A partir de la tabla A 52-1 bis obtenemos una sección de 1.5 mm², que es la menor sección posible. La intensidad máxima es de 15 A, al cual abra que aplicarle factores de corrección a causa de mayor temperatura ambiente.

Se considerara una temperatura ambiente de 50°C, por lo que el factor de corrección será de 0.82 según la tabla siguiente:



Aislamiento	Temperatura ambiente (θ_a) (°C)										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Tipo PVC (termoplástico)	1,40	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78

Tabla 18: Factor de corrección por temperatura

Por lo que la intensidad máxima admisible será de 16.14 A, seleccionándose una sección de 2.5mm², que admite hasta 21A.

- Cálculo de la sección por caída de tensión máxima:

Ahora obtendremos la sección necesaria por el criterio de caída de tensión. La longitud del cableado de continua será la distancia del string más grande.

$$S_R = \frac{2 * L_{rama} * I * \rho}{\Delta V_{rama} * U} = \frac{2 * 30 * 10.59 * 0.021}{0.015 * 405.61} = 2.193 \text{ mm}^2$$

Para determinar las pérdidas totales de todos los ramales se utiliza la siguiente expresión:

$$\theta_{R(2.5\text{mm}^2)} = \frac{2 * L_R * I * \rho}{U * S_R} = \frac{2 * 30 * 10.59 * 0.021}{2.5 * 405.61} = 1.3\% < 1.5\% \text{ (Valido)}$$

Con el objeto de disminuir la caída de tensión ocasionada por el ramal, seleccionaremos una sección de 4 mm².

Por lo tanto, la intensidad que podría soportar sería de 27A, que aplicándole el correspondiente factor de corrección obtenemos una intensidad de 22.14A, suficiente para soportar los 13.23 A que como máximo discurrirán por la parte de corriente continua.

1.3.4.1.2. Cableado corriente alterna

El cableado de corriente alterna debe asegurar una mínima pérdida de tensión y tiene que poseer un dimensionamiento correcto para la conducción de la intensidad de corriente deseada.

La corriente que circulará por los conductores del primer tramo es:

$$I = \frac{P}{V} = \frac{3000}{230} = 13.04 \text{ A}$$

Por seguridad, se debe diseñar el cableado para soportar al menos un 125% de esta corriente, cumpliendo con lo indicado en el REBT para instalaciones generadoras, por lo que tendría que soportar como mínimo el paso de una corriente de 16.30 A.

Por el criterio de caída de tensión máxima:

$$S_{CA} = \frac{2 * L_{CA} * I_{N(INV)} * \cos\varphi * \rho}{5\% * U_N} = \frac{2 * 45 * 13.04 * 0.9 * 0.021}{0.02 * 230} = 4.82 \text{ mm}^2$$



De la norma UNE 20460-5-523, usamos la tabla A 52-1 bis. Para corriente alterna utilizaremos conductores de cobre aislados en el interior de tubos empotrados). En este caso, seleccionaremos una sección de 6mm². Las pérdidas totales deberán ser inferiores al 1%.

$$\theta_{CA1(6mm^2)} = \frac{2 * L_{CA} * I_{N(INV)} * \cos\varphi * \rho}{S_{CA} * U_N} = \frac{2 * 45 * 13.04 * 0.9 * 0.021}{6 * 230} = 1.6\% < 1\% \text{ (No valido)}$$

$$\theta_{CA(10mm^2)} = \frac{2 * L_{CA} * I_{N(INV)} * \cos\varphi * \rho}{S_{CA} * U_N} = \frac{2 * 45 * 13.04 * 0.9 * 0.021}{10 * 230} = 0.96\% < 1\% \text{ (Valido)}$$

En este caso no se utilizara ningún factor de corrección, por lo tanto la sección seleccionada será 10 mm², con una intensidad máxima admisible de 44A.

1.3.4.1.3. Cableado de protección

Para la protección de la instalación, el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, según la norma ITC-BT-18 “ Instalaciones de puesta a tierra “ establece que deben conectarse correctamente todas las masas metálicas de una instalación con tierra, con el objeto de imitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

La puesta o conexión a tierra se define como una unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo.

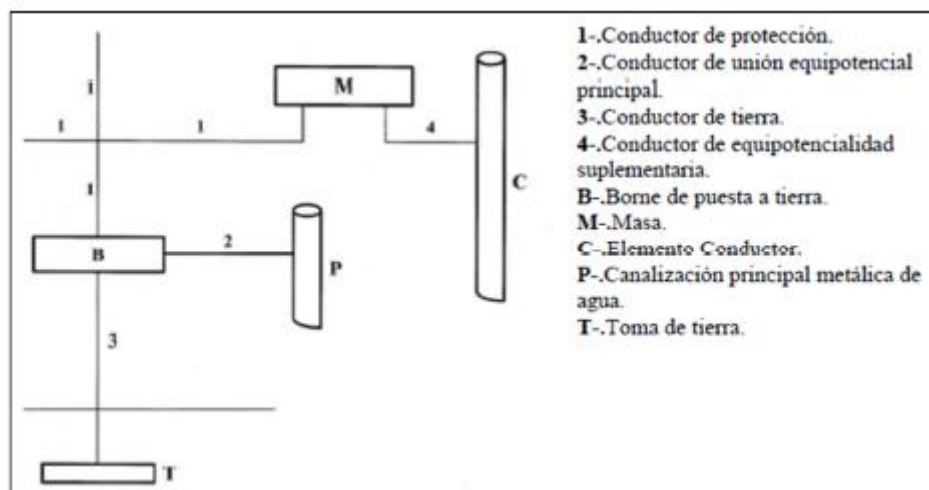


Ilustración 25: Representación de un circuito de puesta a tierra

Los conductores de protección sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos.

En el circuito de conexión a tierra, los conductores de protección unirán las masas al conductor de tierra.

La sección de los conductores de protección será la indicada en la siguiente tabla:



Sección de los conductores de fase de la instalación $S \text{ (mm}^2\text{)}$	Sección mínima de los conductores de protección $S_p \text{ (mm}^2\text{)}$
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Ilustración 26: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase

Por lo tanto, según la tabla anterior, la sección mínima a emplear para el cableado de secciones menores de 16 mm² será igual a la sesión de fase. Esto implica un cable de 4 mm² para el tramo de corriente continua y 10 mm² para el tramo de corriente alterna.

1.3.4.2. Conducciones

El REBT en su ITC-BT-21 establece que los tubos serán rígidos, curvables o flexibles empotrados en obras de fábrica (paredes, techos y falsos techos), huecos de la construcción o canales protectoras de obra y empotrados embebidos en hormigón.

Los tubos deberán tener un diámetro tal que permitan un fácil alojamiento y extracción de los cables o conductores aislados. En la siguiente tabla figuran los diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir:

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	20
2,5	12	16	20	20	20
4	12	16	20	20	25
6	12	16	25	25	25
10	16	25	25	32	32
16	20	25	32	32	40
25	25	32	40	40	50
35	25	40	40	50	50
50	32	40	50	50	63
70	32	50	63	63	63
95	40	50	63	75	75
120	40	63	75	75	--
150	50	63	75	--	--
185	50	75	--	--	--
240	63	75	--	--	--

Tabla 19: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir

Por lo tanto el diámetro exterior de los tubos dependerá de la sección del cableado y del número de conductores que habrá en su interior:

	Sección Conductor (mm ²)	Diámetro Tubo (mm)
Cableado Corriente Continua	4	16
Cableado Corriente Alterna	10	25

Tabla 20: Diámetros seleccionados



1.3.4.3. Protecciones

El objetivo de las protecciones consistirá en mantener la instalación en funcionamiento normal sin perjuicios provocados a causa de agentes externos, o accidentes fortuitos. En toda instalación eléctrica es necesaria la instalación de elementos de protección contra sobrecargas y cortocircuitos, así como todo tipo de contactos indirectos que puedan provocarse. Las protecciones se separan según la zona de la instalación, separando la zona de corriente continua de la zona de corriente alterna.

Además de las protecciones de la instalación, el propio inversor lleva incorporadas las siguientes protecciones:

Dispositivos de protección	
Punto de desconexión en el lado de entrada	De serie
Monitorización de toma a tierra / de red	De serie / De serie
Protección contra polarización inversa de CC / resistencia al cortocircuito de CA / con separación galvánica	De serie / De serie / —
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	De serie
Clase de protección (según IEC 62103) / categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I / III

Ilustración 27: Protecciones incorporadas en el inversor

1.3.4.3.1. Protecciones corriente continua

Las únicas protecciones a diseñar en la parte de corriente continua serán los interruptores magnetotérmicos que irán instalados en una caja cercana al string que permitirán su desconexión y los fusibles que irán montados en bases portafusibles.

El magnetotérmico protege frente a sobrecargas y sobreintensidades y permite separar con todas las garantías la instalación fotovoltaica de la red para trabajos de reparación y/o mantenimiento.

Para el diseño del magnetotérmico se tiene que cumplir que:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$



Siendo I_b la intensidad de diseño de la línea 10.59 A, I_n la intensidad nominal del magnetotérmico seleccionado, e I_z la intensidad máxima del cable.

$$10.59 A \leq I_n \leq 22.14 A \quad I_n = 16A$$

Por lo tanto se escogerá un magnetotérmico bipolar de 16 A que cumple con las condiciones descritas anteriormente.

Por otro lado para diseñar el fusible se debe cumplir la misma igualdad pero también se debe cumplir que $1.6 I_n \leq 1.45 I_z$, por lo que se seleccionara un fusible de 16 A para cada uno de los string.

Para dicho fusible hay que comprobar que:

$$I_b = 10.59 A \leq I_n = 16 A \leq I_z = 22.14 A \quad (\text{Valido})$$

$$1.6 I_n = 1.6 * 16 = 26 A \leq 1.45 I_z = 1.45 * 22.14 = 32.1 A \quad (\text{Valido})$$

El fusible seleccionado será el modelo NH gG 500V, 16A.

Los fusibles irán montados en bases portafusibles adecuados para este tipo de fusibles. Se colocara un fusible por cada polo de cada string en un cuadro colocado en la sala de inversores.

1.3.4.3.2. Protecciones corriente alterna

Para la parte de corriente alterna se tendrá en cuenta la potencia total del inversor, con un factor de potencia de 0.9. Por lo tanto la intensidad de salida del inversor será de 13.04 A.

Igual que en el caso anterior para el diseño del magnetotérmico se tiene que cumplir que:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

Siendo I_b la intensidad de diseño de la línea 13.04 A, I_n la intensidad nominal del magnetotérmico seleccionado, e I_z la intensidad máxima del cable, siendo de 44A.

$$13.04 A \leq I_n \leq 44 A \quad I_n = 16A$$

Por lo tanto se escogerá un magnetotérmico tetrapolar de 16 A, que cumple con las condiciones descritas anteriormente.

Esta línea proseguirá hasta la caja general de protección y medida colocada, donde ira instalado un fusible. Este fusible será de 16 A y deberá cumplir que $1.6 I_n \leq 1.45 I_z$.

$$I_b = 13.04 A \leq I_n = 10 A \leq I_z = 44A \quad (\text{Cumple})$$

$$1.6 I_n = 1.6 * 10 = 16 A \leq 1.45 I_z = 1.45 * 44 = 63.8A \quad (\text{Cumple})$$



Por lo tanto, el fusible seleccionado para la parte de corriente alterna será un fusible AM de 16A.

1.3.5. Producción anual esperada

1.3.5.1. Rendimiento global del sistema fotovoltaico o Performance Ratio "PR"

El Rendimiento global del sistema o Performance Ratio “ PR ”, se define como la relación entre la energía anual AC entregada efectivamente a la red y la que entregaría un sistema ideal (sin pérdidas ni en el inversor ni en el generador, y con las células d este último operando siempre a 25°C) que recibiese la misma radiación solar.

Definición normalizada de las pérdidas Performance Ratio (PR). UNE IEC 61724:

$$PR = \frac{E_{AC}}{\frac{G(\alpha, \beta)}{G_{CEM}} \cdot P_G}$$

$E_{AC} (kW \cdot h)$: Energía inyectada en la red

$G(\alpha, \beta) (kW \cdot h/m^2 \cdot dia)$: Irradiación incidente en el plano del generador

$G_{CEM} (kW/m^2)$: Irradiancia de referencia (condiciones estándar de medida)

$P_G (kW)$: Potencia máxima del generador (medida en condiciones estándar)

A Continuación, calcularemos las pérdidas de nuestra instalación:

- Pérdidas por dispersión de potencia **P1**:

Estas pérdidas se deben a la desviación de la máxima potencia que el panel entrega. En la ficha característica de cada módulo, el fabricante especifica una tolerancia referente a la máxima potencia que el panel puede producir suponiendo unas condiciones de 1000W/m2 y temperatura del panel de 25°C. En el caso del Panel ZYTECH 300P tendremos unas pérdidas por dispersión de potencia de **3%**.

- Pérdidas por temperatura de la célula fotovoltaica **P2**:

Las pérdidas por temperatura dependen de la diferencia de temperatura en los módulos y los 25 °C de las CEM, del tipo de célula y encapsulado y del viento. Si los módulos están convenientemente aireados por detrás, esta diferencia es del orden de 30 °C sobre la temperatura ambiente, para una irradiancia de 1000 W/m2. Para el caso de integración de edificios donde los módulos no están separados de las paredes o tejados, esta diferencia se podrá incrementar entre 5 °C y 15 °C.

Para el cálculo de las pérdidas por temperatura, se consideraran las pérdidas medias mensuales debidas a la temperatura

$$L_{tem} = g \cdot (T_c - 25^\circ C)$$

Siendo:

- g: Coeficiente de temperatura de potencia: -0.35%/°C
- Tc: Temperatura de trabajo de las placas fotovoltaicas.



Para el cálculo de T_c , utilizamos la siguiente expresión:

$$T_c = T_a + \frac{T_{NOC} - 20^\circ\text{C}}{800\text{W/m}^2} \cdot G$$

- T_a : Temperatura ambiente media mensual.
- T_{NOC} : Temperatura de operación nominal del módulo. $47^\circ\text{C} \pm 2^\circ\text{C}$
- G : Radiación media de un día soleado. 800W/m^2 .

$$T_c = T_a + 27$$

$$L_{tem} = 0.0035 \cdot (T_a + 27 - 25^\circ\text{C}) = 0.0035 \cdot (T_a + 2)$$

	T_a	L_{tem}	
Enero	11,2	4,62	%
Febrero	9,1	3,885	%
Marzo	13,3	5,355	%
Abril	17	6,65	%
Mayo	21,9	8,365	%
Junio	27	10,15	%
Julio	27,3	10,255	%
Agosto	29,1	10,885	%
Septiembre	23,9	9,065	%
Octubre	19,6	7,56	%
Noviembre	14,6	5,81	%
Diciembre	11,3	4,655	%
		7,27125	%

Tabla 21: Pérdidas por temperatura

- Pérdidas por suciedad de los módulos fotovoltaicos **P3**:

Las pérdidas por polvo en un día determinado pueden ser del 0% al día siguiente de un día de lluvia y llegar al 8% cuando los módulos se “ven muy sucios”. Estas pérdidas dependen de la inclinación de los módulos, cercanías a carreteras, etc. En nuestro caso consideraremos unas pérdidas del **4%**, suponiendo que se realizaran operaciones de limpieza periódicamente.

- Pérdidas por orientación e inclinación **P4**:
 - Ángulo de inclinación β , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal.
 - Ángulo de azimut α , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar.



En nuestra ubicación, los paneles fotovoltaicos están orientados prácticamente al Sur, teniéndose un acimut de -3° . Referente a la inclinación de los módulos, la óptima sería de 34° , la cual no podemos conseguir por la limitación de espacio que disponemos, por lo que la inclinación será de 16° que se conseguirá con la pérgola que se va a instalar. Para evaluar las pérdidas realizaremos una comprobación gráfica y analítica de las pérdidas.

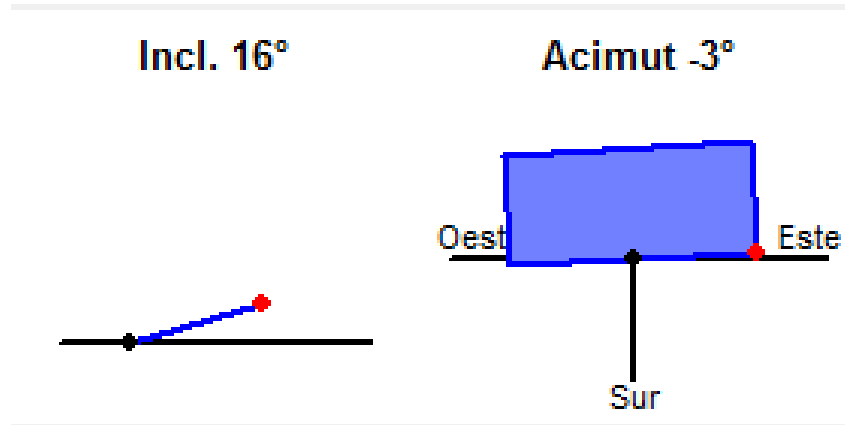


Ilustración 28: Ángulo de inclinación y ángulo de acimut

Comprobación gráfica:

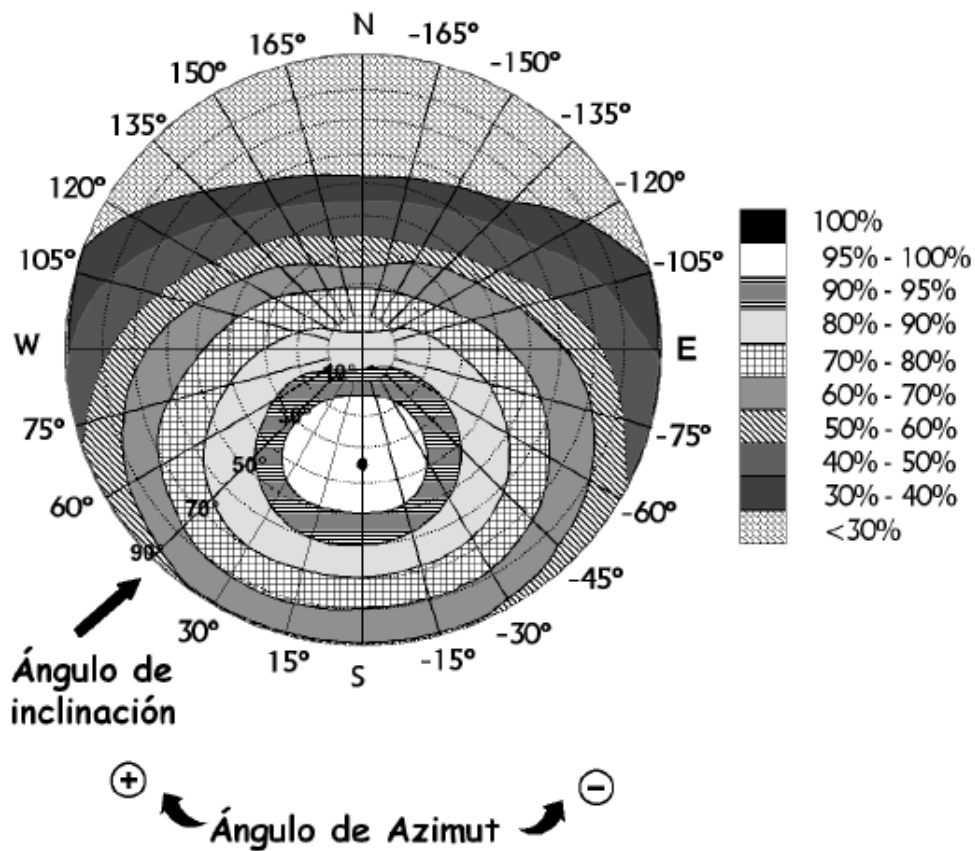


Ilustración 29: Pérdidas por orientación e inclinación

Límites de inclinación:



$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación } (\phi = 90) - (41^\circ - 37^\circ) = 86$$

$$\text{Inclinación mínima} = \text{Inclinación } (\phi = 5) - (41^\circ - 37^\circ) = 5$$

Comprobación analítica de pérdidas:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1.2 \times 10^{-4} (\beta - \phi + 10)^2 + 3.5 \times 10^{-5} \alpha^2]$$

para $15^\circ < \beta < 90^\circ$

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas (\%)} &= 100 \times [1.2 \times 10^{-4} (16 - 37 + 10)^2 + 3.5 \times 10^{-5} \times -3^2] \\ &= 1.48 \% \end{aligned}$$

- Pérdidas por sombreado **P5**:

En nuestro caso, las pérdidas por sombras serán de 0%, ya que la pérgola será la que esté inclinada 16° , por lo que ningún módulo se hará sombra, además de que no se disponen de ningún otro obstáculo.

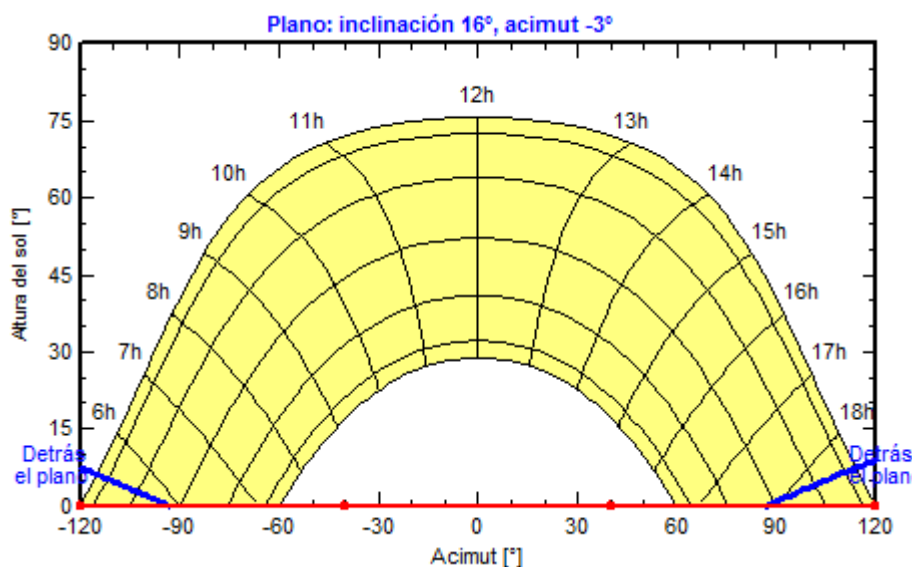


Ilustración 30: Pérdidas por sombreado

- Pérdidas por degradación fotónica **P6**:

Estas pérdidas se deben a un proceso natural de degradación de todas las células de silicio cristalino y se produce al exponer al sol por primera vez el panel fotovoltaico y se admite como valor el del 1%.

- Pérdidas por reflectancia angular y espectral **P7**:

Las pérdidas por reflectancia angular y espectral pueden despreciarse cuando se mide el campo FV al mediodía solar (± 2 h) y también cuando se mide la radiación solar con una célula calibrada de tecnología equivalente (CTE) al módulo FV. Las



pérdidas anuales son mayores en células con capas antirreflexivas que en células texturizadas. Son mayores en invierno que en verano. También son mayores en localidades de mayor latitud. Pueden oscilar a lo largo de un día entre 2 % y 6 %. En nuestro caso consideramos unas pérdidas por reflectancia angular y espectral de 3%

- Pérdidas en el inversor **P8**:

Inversor STB 5000TL-20 con un rendimiento de 97%, por lo que las pérdidas del inversor serán del 3%.

- Pérdidas por cableado **P9**:

Las pérdidas principales de cableado pueden calcularse conociendo la sección de los cables y su longitud, por la ecuación:

$$L_{cab} = R \cdot I^2$$

$$R = 0,000002 \text{ L/S}$$

R es el valor de la resistencia eléctrica de todos los cables, en ohmios.

L es la longitud de todos los cables (sumando la ida y el retorno), en cm.

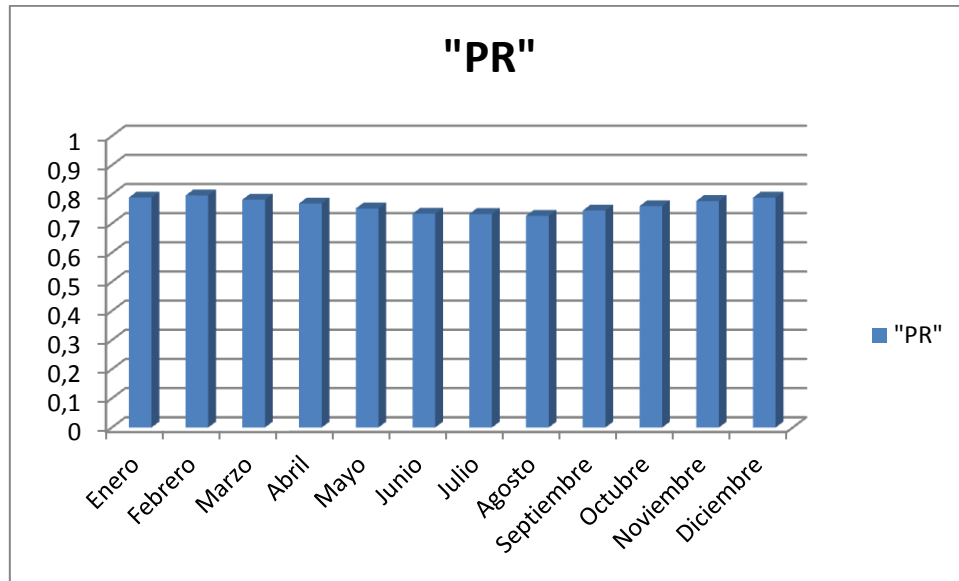
S es la sección de cada cable, en cm².

Normalmente, las pérdidas en conmutadores, fusibles y diodos son muy pequeñas y no es necesario considerarlas. Las caídas en el cableado pueden ser muy importantes cuando son largos y se opera a baja tensión en CC. Las pérdidas por cableado en % suelen ser inferiores en plantas de gran potencia que en plantas de pequeña potencia. En nuestro caso, de acuerdo con las especificaciones, el valor máximo admisible para la parte CC es 1,5 %, siendo recomendable no superar el 0,5 %. En nuestro caso consideramos unas pérdidas del 1%.

Finalmente, los resultados obtenidos son los siguientes:

Mes	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	Pérdidas	PR
Enero	3%	4,62%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	21,10%	78,90%
Febrero	3%	3,89%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	20,37%	79,64%
Marzo	3%	5,36%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	21,84%	78,17%
Abril	3%	6,65%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	23,13%	76,87%
Mayo	3%	8,37%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	24,85%	75,16%
Junio	3%	10,15%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	26,63%	73,37%
Julio	3%	10,26%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	26,74%	73,27%
Agosto	3%	10,89%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	27,37%	72,64%
Septiembre	3%	9,07%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	25,55%	74,46%
Octubre	3%	7,56%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	24,04%	75,96%
Noviembre	3%	5,81%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	22,29%	77,71%
Diciembre	3%	4,66%	4%	1,48%	0%	1%	3%	3%	1%	21,14%	78,87%
											76,25%

Tabla 22: Performance Ratio



Gráfica 3: Performance Ratio

Calculo producción anual esperada:

Los datos de la energía inyectada se realizarán de acuerdo con la siguiente expresión:

$$E_{AC} = PR \cdot P_G \cdot \frac{G(\alpha, \beta)}{G_{CEM}}$$

Por lo tanto, la energía generada mes a mes es:

Mes	Gdm (0) [kWh/(m2*día)]	G(α,β)(α=-3°,β=16°) [kWh/(m2*día)]	PG (kWp)	PR	Eac (kWh/día)	Eac (kWh/mes)
Enero	2,58	3,51	3,24	0,789	8,9728	278,1575316
Febrero	3,39	4,07	3,24	0,796	10,5013	294,036629
Marzo	4,68	5,38	3,24	0,782	13,6251	422,3780219
Abril	5,6	5,93	3,24	0,769	14,7692	443,0756052
Mayo	6,55	6,56	3,24	0,752	15,9737	495,1860739
Junio	7,03	6,86	3,24	0,734	16,3075	489,2252904
Julio	7,23	7,11	3,24	0,733	16,8776	523,2061723
Agosto	6,23	6,42	3,24	0,726	15,1087	468,3684935
Septiembre	5,1	5,65	3,24	0,745	13,6297	408,891969
Octubre	3,77	4,54	3,24	0,760	11,1734	346,375777
Noviembre	2,5	3,23	3,24	0,777	8,1325	243,9752076
Diciembre	2,26	3,15	3,24	0,789	8,0490	249,5178189
Total						4662,39459

Tabla 23: Producción anual esperada

Siendo el promedio de la energía generada mes a mes de 12.76 kWh/día con una total de 4662.9 kWh/año.



1.3.6. Comprobación producción anual esperada PVsyst

Una comprobación de los resultados anteriores la podemos obtener mediante el software PVSYST:

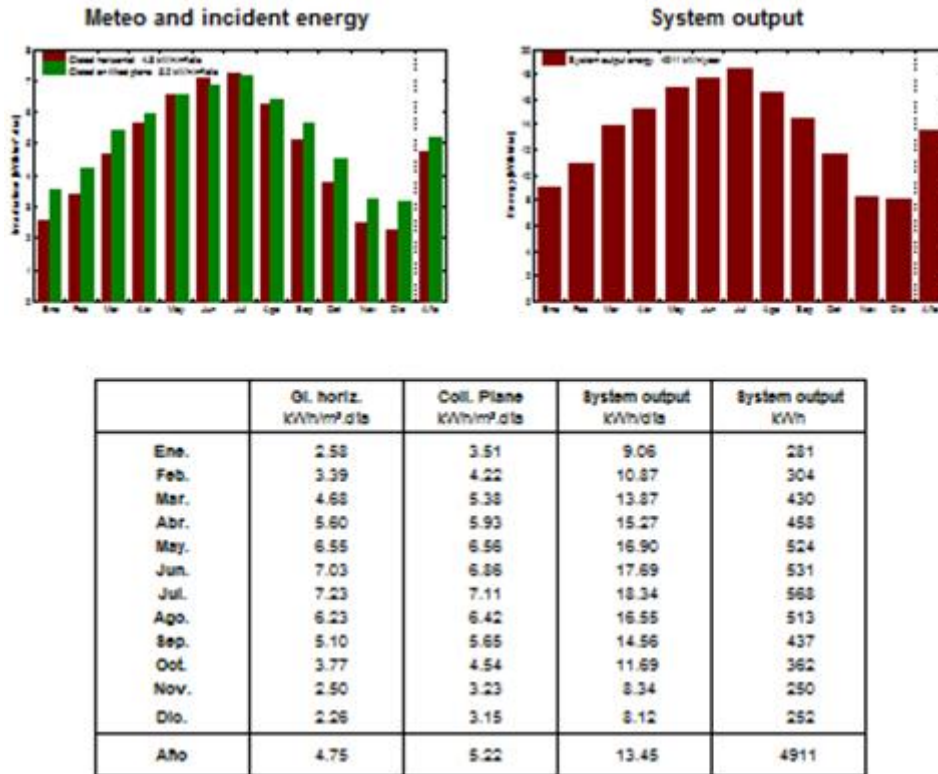


Ilustración 31: Comprobación mediante PVSYST

Como podemos observar, a partir del PVSYST obtenemos una promedio de producción generada mes a mes de 13.45 kWh/día, un poco superior al calculado en el apartado anterior. Dicha diferencia proviene de los valores utilizados para calcular el performance ratio.

No obstante, para el cálculo económico nos interesa que la instalación sea lo más desfavorable, por lo que se utilizara el método teórico, es decir, 12.76 kWh/día.

1.4. Teluro de Cadmio

1.4.1. Calculo número de paneles

Conocidas las dimensiones de los panes fotovoltaicos (1200x600x6.8mm) y el área máxima a ocupar (39.2m²) y teniendo en cuenta el área del panel fotovoltaico equivale a 0.72m² y que la distancia de separación entre paneles es de 4mm, obtenemos que cada panel ocupara un área de 0.87m² obteniéndose:

$$Numero_{máximo\,paneles} = \frac{S_{total}}{S_{panel}} \frac{39.2m^2}{0.87\,m^2} = 45\,paneles$$

Una vez obtenido el número máximo de paneles que componen el generador fotovoltaico, podremos obtener su potencia nominal:



$$P_G = 45 * 72.5Wp = 3262.5 W$$

1.4.2. Características módulo fotovoltaico

Para la instalación se van a usar los módulos fotovoltaicos FS-272, del fabricante First Solar cuyas características son las siguientes:

Parámetros eléctricos

Parámetros eléctricos según condiciones estándar de ensayo - STC (1000 W/m², 25 (+/- 2)° C, AM 1,5 según EN 6090-4)

Referencia	100285	100284	100287	100288	100270
Potencia [Wp]	62,50	65,00	67,50	70,00	72,50
Tolerancia de potencia [%]	+/- 5	+/- 5	+/- 5	+/- 5	+/- 5
Rendimiento [%]	8,68	9,03	9,38	9,72	10,07
Tensión en el punto de máxima potencia V _{mpp} [V]	62,50	63,70	64,60	67,10	67,90
Máx. corriente I _{mpp} [A]	1,00	1,02	1,05	1,04	1,07
Tensión en circuito abierto V _{oc} [V]	86,00	87,00	87,00	89,00	90,00
Corriente de cortocircuito I _{sc} [A]	1,17	1,17	1,18	1,19	1,19

Ilustración 32: Características eléctricas FS-272

1.4.3. Selección del inversor

Una de las decisiones más importantes en un sistema fotovoltaico, es la elección del inversor.

Un inversor deberá presentar las siguientes características básicas:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente
- Autoconmutados
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionaran en isla o modo aislado.

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética, incorporando protecciones frente a:


- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.



- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Para la selección del inversor, utilizaremos el software SunnyDesign, en el cual introduciremos el modelo de panel solar con sus características reales. Con estos datos, además de la ubicación y temperaturas máximas y mínima de la instalación, el programa determinará una serie de configuraciones para la instalación, de la cual se seleccionará la idónea para la instalación.

Generador FV 1



Denominación: Generador FV 1

Fabricante: First Solar

Módulo FV: FS-272*

Temperatura de las células: -5 ... 75 °C

Ajuste predeterminado: ☒ Número de módulos: 45 ☐ Potencia de pico: 3,26 kWp


Orientación: Acimut: -3°, Inclinación: 16°

Tipo de montaje: Techo

Modificar

Propuesta para el diseño ...

1 x SB 3000TL-21



Strings

Añadir inversor

Inversor: SB 3000TL-21

Número de inversores: 1

Potencia máx. de CC (cos φ = 1): 3,20 kW

Potencia máxima de CA: 3,00 kVA

Limitación de la potencia activa de CA: 3,00 kW

Potencia efectiva máx. de CA (cos φ = 1): 3,00 kW

Conexión de CA: monofásica

Máx. coeficiente de rendimiento: 97 %

Tensión de red: 230V (230V / 400V)

Factor de desfase cos φ: 1,00

Resumen de los inversores

	Generador FV 1 45 / 45	Potencia de pico:	Ratio de potencia	Factor de aprovechamiento de en...
✓ 1 x SB 3000TL-21	5 x 6 (A) 3 x 5 (B)	3,26 kWp	98 %	100 %

✓ Compatible con FV/inversor

Configuración			Entrada A	Entrada B
Inversor:	SB 3000TL-21	Generador FV:	Generador FV 1	Generador FV 1
Entradas independientes:	2	Número de módulos (entrada):	30	15
Potencia máx. de CC (cos φ = 1):	3,20 kW	Potencia de pico (de entrada):	2,18 kWp	1,09 kWp
Tensión de CC mín.:	125 V	Tensión normal:	383 V ✓	319 V ✓
(Tensión de red 230 V)		Tensión mín.:	356 V ✓	297 V ✓
Tensión máxima de CC (Inversor):	750 V	Máx. tensión:	581 V ✓	484 V ✓
Corriente de CC máx. (A/B):	15/15 A	Corriente máx. del generador:	5,4 A ✓	3,2 A ✓

Ilustración 33: Selección del inversor. Sunny Design



SB 3000TL-21

Datos generales:

Clase de protección:	IP65
Ancho:	490,00 mm
Alto:	519,00 mm
Fondo:	185,00 mm
Peso:	26,00 kg

Rendimiento:

Máx. coeficiente de rendimiento:	97 %
Rendimiento europeo:	96 %

Valores de entrada:

Potencia máxima de CC:	3,20 kW
Tensión máxima de CC:	750 V
Tensión nominal de CC:	400 V
Rango de tensión, seguidor del punto de máxima potencia:	125-500 V
Máx. corriente de entrada:	15,0 A / 15,...

Valores de salida:

Potencia máxima de CA:	3,00 kVA
Potencia nominal de CA:	3,00 kW
Factor de desfase mín. (cantidad):	0,8
Tensión de red:	180-280 V
Frecuencia de red:	45-65 Hz

Ilustración 34: Características inverter SB 3000TL-21

Por lo tanto, el inverter seleccionado será Sb 3000 TL-21 de 3kW de potencia, para una potencia pico de 3.2 kW para corriente continua y 30 kW para corriente alterna. Al inverter se le conectará a la entrada A, 5 Strings de 6 módulos, y a la entrada B 3 strings de 5 módulos.

1 x SB 3000TL-21

Strings

+ Añadir inverter

Inversor:

SB 3000TL-21

Número de inversores:

1

i

Entrada	Generador FV	Strings	Módulos
A	Generador FV 1	5 X 6 1 .. 14	6 X 3 3 .. 7
B	Generador FV 1	3 X 5 1 .. 14	5 X 3 3 .. 7

Ilustración 35: Distribución de Strings

1.4.3.1. Corrección de tensión y corriente debidas a la temperatura

A continuación se comprobará el cumplimiento de los rangos de tensión e intensidad con las temperaturas máximas y mínimas existentes en la zona. Esta temperatura definirá la



temperatura de la célula que es la que necesitamos para comprobar las variaciones de tensión e intensidad.

$$T_c = T_a + \frac{TNOC - 20^{\circ}\text{C}}{800\text{W}/\text{m}^2}$$

- T_c : Temperatura de la célula ($^{\circ}\text{C}$).
- TONC: Temperatura de operación nominal de la célula($^{\circ}\text{C}$).
- T_a : Temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$).
- G: Irradiancia, 1000 W/m² verano y 100 W/m² invierno

La temperatura ambiente será de -5° en invierno y 45°C en verano. Las temperaturas de las células a temperatura ambiente serán las siguientes:

Invierno:

$$T_c = -5 + \frac{47 - 20^{\circ}\text{C}}{\frac{800\text{W}}{\text{m}^2}} \cdot 100 = -1.625^{\circ}\text{C}$$

Verano:

$$T_c = 45 + \frac{47 - 20^{\circ}\text{C}}{800\text{W}/\text{m}^2} \cdot 1000 = 78.75^{\circ}\text{C}$$

Con estas temperaturas y los valores de tensión y corriente disponibles en el catalogo solar, se calculan las variaciones de tensión y corriente debidas a la temperatura.

Para conocer la tensión de circuito abierto que se medirá a la salida de cada panel cuando están trabajando bajo unas condiciones de temperatura de célula diferente a 25°C , utilizamos la siguiente expresión:

$$V_{oc}' = V_{oc} + \Delta T \cdot \Delta V_{oc}$$

V_{oc}' : Tensión a circuito abierto del panel a una temperatura de la celula

V_{oc} : Tensión a circuito abierto en condiciones estandar de medida a 25°C

ΔT : Variación de temperatura de trabajo del panel y las condiciones estandar de medida

ΔV_{oc} : Coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel

Para conocer la corriente de cortocircuito que se producirá a la salida de cada panel cuando están trabajando bajo unas condiciones de temperatura de célula diferente a 25°C , utilizamos la siguiente expresión:

$$I_{sc}' = I_{sc} + \Delta T \cdot \Delta I_{sc}$$

I_{sc}' : Corriente de cortocircuito del panel a una temperatura de la celula

I_{sc} : Corriente de cortocircuito en condiciones estandar de medida a 25°C

ΔT : Coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito del panel



ΔI_{sc} : Coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel

Invierno:

$$V_{oc} = 90$$

$$\Delta V_{oc} = -225 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$$

$$V_{oc}' = 90 + (-1.625 - 25) \cdot -225 \text{ mV}/^{\circ}\text{C} = 96 \text{ V}$$

$$I_{sc} = 1.19 \text{ A}$$

$$\Delta I_{sc} = 0.48 \text{ mA}/^{\circ}\text{C}$$

$$I_{sc}' = 1.19 + (-1.625 - 25) \cdot 0.48 \text{ mA}/^{\circ}\text{C} = 1.177 \text{ A}$$

Verano:

$$V_{oc} = 90 \text{ V}$$

$$\Delta V_{oc} = -225 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$$

$$V_{oc}' = 90 + (78.75 - 25) \cdot -225 \text{ mV}/^{\circ}\text{C} = 77.9 \text{ V}$$

$$I_{sc} = 1.19 \text{ A}$$

$$\Delta I_{sc} = 0.48 \text{ mA}/^{\circ}\text{C}$$

$$I_{sc}' = 1.19 + (78.75 - 25) \cdot 0.48 \text{ mA}/^{\circ}\text{C} = 1.215 \text{ A}$$

Parámetro	Invierno	Verano
V_{oc}'	96 V	77.9 V
I_{sc}'	1.177 A	1.215 A

Para la corriente, se tendrá la corriente de cortocircuito, que será la máxima, y la corriente del punto de máxima potencia; Para el voltaje se tendrá la tensión de circuito abierto, que es la máxima posible, y la tensión del punto de máxima potencia.

La relación que será usada para el cálculo de la mínima intensidad y tensión a partir de los valores de V_{oc} y I_{sc} mínimos es:

$$\frac{I_{mpp}}{I_{sc}} = \frac{1.07}{1.19} = 0.90 \quad \frac{V_{mpp}}{V_{oc}} = \frac{67.9}{90} = 0.755$$

Valores mínimos corregidos con estos coeficientes:

Parámetro	Invierno	Verano
V_{oc}'	96 V	58.81 V
I_{sc}'	1.059 A	1.215 A



En la tabla de características del inversor STP 3000 TL-21 la tensión máxima a la entrada del mismo es de 750(V), mientras que el rango de tensión MPP es de 175-500(V). Su corriente máxima de entrada es de 15 A.

La tensión mínima del sistema completo será multiplicar el string de 5 módulos por la tensión mínima, es decir 5 paneles por 58.81 V, lo que nos da un valor de 294.05 V. La tensión máxima se corresponderá a la multiplicación del strings de 6 módulos por 96 V, lo que nos da un valor de 576 V. Para obtener el valor máximo del punto de máxima potencia, multiplicaremos el valor anterior por 0.755, lo que nos da 434.88 V < 500 V.

La intensidad máxima será de 5 string por 1.215 A, obteniendo un valor de intensidad de 6.075 A, la cual no sobrepasando los 15 A de entrada del inversor. Su intensidad mínima será de 3 string por 1.059, obteniéndose 3.177 A.

1.4.4. Instalación eléctrica necesaria

1.4.4.1. Cableado

Entre los elementos auxiliares de una instalación FV se encuentra el cableado. El cálculo de sección se realiza teniendo en cuenta el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, según los dos criterios siguientes:

- Por corriente máxima admisible
- Por caída de tensión máxima

Según el pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red, los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamiento. Los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1.5%.

1.4.4.1.1. Cableado corriente continua

El cableado correspondiente a la instalación de corriente continua abarcara desde los paneles solares, es decir, el final de cada string, hasta los cuadros de protecciones de corriente continua. Este cableado deberá estar correctamente dimensionado para no provocar una gran caída de tensión, que puede provocar mayores pérdidas en la instalación, y además poder soportar de sobra la intensidad generada por la instalación en las condiciones de instalación reales.

- Cálculo de la sección por corriente máxima admisible.

Se sobredimensionaran los cables e manera que soporten la máxima corriente posible. Para ello, se deberán cumplir los valores de corriente máxima permitida por los cables que se fijan en el REBT.

El cable se selecciona de las tablas del REBT según el tipo de montaje y corregido por el factor de temperatura. La corriente máxima admisible del cable, será mayor que 1.25 veces la corriente máxima que circula por el (ITC-BT-40):

$$I_{max,a} > 1.25 * I_{max,r} \Rightarrow 1.25 * 6.075 = 7.59A$$



Donde:

$I_{max,a}$: Corriente máxima admisible del cable (A)

$I_{max,r}$: Corriente máxima que puede circular por el ramal (A)

TABLA A. 52-1 bis:
INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS AL AIRE (40 °C)

Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento													
A1			PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C						
A2		PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C							
B1					PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C			
B2				PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C					
C						PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C		
D*		VER SIGUIENTE TABLA											
E							PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C	
F								PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C
Cobre	mm ²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1.5	11	11.5	13	13.5	15	16	16.5	19	20	21	24	25
	2.5	15	16	17.5	18.5	21	22	23	26	26.5	29	33	34
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	59
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	82
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	109	118	130	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	150	164	188	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	171	188	205	236	260	278	299	322	343	363	404	438
	185	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500
	240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590
	300	259	285	311	349	396	423	461	516	547	640	674	713

Tabla 24: A.52-1 bis. Intensidades admisibles

Las intensidades máximas admisibles serán las indicadas en la tabla de la Norma UNE 20460-5-523 para una instalación B1 (cables de cobre aislados en el interior de tubos empotrados) para PVC2.

A partir de la tabla A 52-1 bis obtenemos una sección de 1.5 mm², que es la menor sección posible. La intensidad máxima es de 15 A, al cual abra que aplicarle factores de corrección a causa de mayor temperatura ambiente.

Se considerara una temperatura ambiente de 50°C, por lo que el factor de corrección será de 0.82 según la tabla siguiente:

Aislamiento	Temperatura ambiente (θ _a) (°C)										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Tipo PVC (termoplástico)	1,40	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78

Tabla 25: Factor de corrección por temperatura

Por lo que la intensidad máxima admisible será de 9.26 A, seleccionándose una sección de 1.5mm², que admite hasta 15A.



- Cálculo de la sección por caída de tensión máxima:

Ahora obtendremos la sección necesaria por el criterio de caída de tensión. La longitud del cableado de continua será la distancia del string más grande.

$$S_R = \frac{2 * L_{rama} * I * \rho}{\Delta V_{rama} * U} = \frac{2 * 30 * 6.075 * 0.021}{0.015 * 434.88} = 1.17 \text{ mm}^2$$

Para determinar las pérdidas totales de todos los ramales se utiliza la siguiente expresión:

$$\theta_{R(2.5\text{mm}^2)} = \frac{2 * L_R * I * \rho}{U * S_R} = \frac{2 * 30 * 6.075 * 0.021}{1.5 * 434.88} = 1.1\% < 1.5\% \text{ (Valido)}$$

Con el objeto de disminuir la caída de tensión ocasionada por el ramal, seleccionaremos una sección de 4 mm².

Por lo tanto, la intensidad que podría soportar sería de 27 A, que aplicándole el correspondiente factor de corrección obtenemos una intensidad máxima admisible de 22.14 A, suficiente para soportar los 7.59 A que como máximo discurrirán por la parte de corriente continua.

1.4.4.1.2. Cableado corriente alterna

El cableado de corriente alterna debe asegurar una mínima pérdida de tensión y tiene que poseer un dimensionamiento correcto para la conducción de la intensidad de corriente deseada.

La corriente que circulará por los conductores del primer tramo es:

$$I = \frac{P}{V} = \frac{3000}{230} = 13.04 \text{ A}$$

Por seguridad, se debe diseñar el cableado para soportar al menos un 125% de esta corriente, cumpliendo con lo indicado en el REBT para instalaciones generadoras, por lo que tendría que soportar como mínimo el paso de una corriente de 16.3 A.

Por el criterio de caída de tensión máxima:

$$S_{CA} = \frac{2 * L_{CA} * I_{N(INV)} * \cos\varphi * \rho}{5\% * U_N} = \frac{2 * 45 * 13.04 * 0.9 * 0.021}{0.02 * 230} = 4.82 \text{ mm}^2$$

De la norma UNE 20460-5-523, usamos la tabla A 52-1 bis. En este caso, seleccionaremos una sección de 4mm². Las pérdidas totales deberán ser inferiores al 1%:

$$\theta_{CA1(6\text{mm}^2)} = \frac{2 * L_{CA} * I_{N(INV)} * \cos\varphi * \rho}{S_{CA} * U_N} = \frac{2 * 45 * 13.04 * 0.9 * 0.021}{6 * 230} = 1.6\% > 1\% \text{ (No valido)}$$

$$\theta_{CA(10\text{mm}^2)} = \frac{2 * L_{CA} * I_{N(INV)} * \cos\varphi * \rho}{S_{CA} * U_N} = \frac{2 * 45 * 13.04 * 0.9 * 0.021}{10 * 230} = 0.96\% < 1\% \text{ (Valido)}$$

En este caso no se utilizara ningún factor de corrección, por lo tanto la sección seleccionada será 10 mm², con una intensidad máxima admisible de 44 A.



1.4.4.1.3. Cableado de protección

Para la protección de la instalación, el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, según la norma ITC-BT-18 “Instalaciones de puesta a tierra” establece que deben conectarse correctamente todas las masas metálicas de una instalación con tierra, con el objeto de imitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

La puesta o conexión a tierra se define como una unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo.

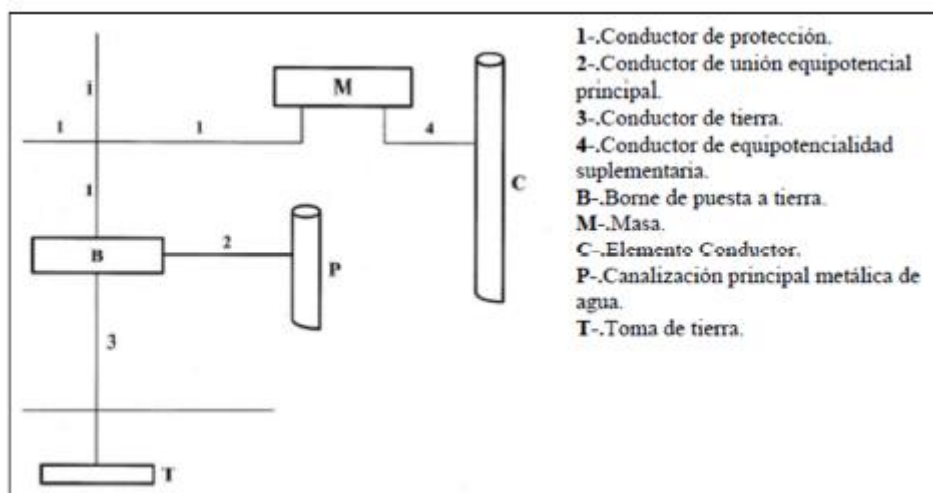


Ilustración 36: Representación de un circuito de puesta a tierra

Los conductores de protección sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos.

En el circuito de conexión a tierra, los conductores de protección unirán las masas al conductor de tierra.

La sección de los conductores de protección será la indicada en la siguiente tabla:

Sección de los conductores de fase de la instalación $S \text{ (mm}^2\text{)}$	Sección mínima de los conductores de protección $S_p \text{ (mm}^2\text{)}$
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Ilustración 37: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase

Por lo tanto, según la tabla anterior, la sección mínima a emplear para el cableado de secciones menores de 16 mm² será igual a la sesión de fase. Esto implica un cable de 4 mm² para el tramo de corriente continua y 10 mm² para el tramo de corriente alterna.



1.4.4.2. Conducciones

El REBT en su ITC-BT-21 establece que los tubos serán rígidos, curvables o flexibles empotrados en obras de fábrica (paredes, techos y falsos techos), huecos de la construcción o canales protectoras de obra y empotrados embebidos en hormigón.

Los tubos deberán tener un diámetro tal que permitan un fácil alojamiento y extracción de los cables o conductores aislados. En la siguiente tabla figuran los diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir:

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	20
2,5	12	16	20	20	20
4	12	16	20	20	25
6	12	16	25	25	25
10	16	25	25	32	32
16	20	25	32	32	40
25	25	32	40	40	50
35	25	40	40	50	50
50	32	40	50	50	63
70	32	50	63	63	63
95	40	50	63	75	75
120	40	63	75	75	--
150	50	63	75	--	--
185	50	75	--	--	--
240	63	75	--	--	--

Tabla 26: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir

Por lo tanto el diámetro exterior de los tubos dependerá de la sección del cableado y del número de conductores que habrá en su interior:

	Sección Conductor (mm ²)	Diámetro Tubo (mm)
Cableado Corriente Continua	4	16
Cableado Corriente Alterna	10	25

Tabla 27: Diámetros seleccionados

1.4.4.3. Protecciones

El objetivo de las protecciones consistirá en mantener la instalación en funcionamiento normal sin perjuicios provocados a causa de agentes externos, o accidentes fortuitos. En toda instalación eléctrica es necesaria la instalación de elementos de protección contra sobrecargas y cortocircuitos, así como todo tipo de contactos indirectos que puedan provocarse. Las protecciones se separan según la zona de la instalación, separando la zona de corriente continua de la zona de corriente alterna.

Además de las protecciones de la instalación, el propio inversor lleva incorporadas las siguientes protecciones:



Dispositivos de protección	
Punto de desconexión en el lado de entrada	De serie
Monitorización de toma a tierra / de red	De serie / De serie
Protección contra polarización inversa de CC / resistencia al cortocircuito de CA / con separación galvánica	De serie / De serie / —
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	De serie
Clase de protección (según IEC 62103) / categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I / III

Ilustración 38: Protecciones incorporadas en el inversor

1.4.4.3.1. Protecciones corriente continua

Las únicas protecciones a diseñar en la parte de corriente continua serán los interruptores magnetotérmicos que irán instalados en una caja cercana al string que permitirán su desconexión y los fusibles que irán montados en bases portafusibles.

El magnetotérmico protege frente a sobrecargas y sobreintensidades y permite separar con todas las garantías la instalación fotovoltaica de la red para trabajos de reparación y/o mantenimiento.

Para el diseño del magnetotérmico se tiene que cumplir que:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

Siendo I_b la intensidad de diseño de la línea 6.075 A, I_n la intensidad nominal del magnetotérmico seleccionado, e I_z la intensidad máxima del cable.

$$6.075 \text{ A} \leq I_n \leq 22.14 \text{ A} \quad I_n = 10 \text{ A}$$

Por lo tanto se escogerá un magnetotérmico bipolar de 10 que cumple con las condiciones descritas anteriormente.

Por otro lado para diseñar el fusible se debe cumplir la misma igualdad pero también se debe cumplir que $1.6 I_n \leq 1.45 I_z$, por lo que se seleccionará un fusible de 10 A para cada uno de los string.



Para dicho fusible hay que comprobar que:

$$I_b = 6.075 A \leq I_n = 10 A \leq I_z = 22.14 A \quad (\text{Valido})$$

$$1.6 I_n = 1.6 * 10 = 16 A \leq 1.45 I_z = 1.45 * 22.14 = 32.1 A \quad (\text{Valido})$$

El fusible seleccionado será el modelo NH gG 500V, 10A.

Los fusibles irán montados en bases portafusibles adecuados para este tipo de fusibles. Se colocará un fusible por cada polo de cada string en un cuadro colocado en la sala de inversores.

1.4.4.3.2. Protecciones corriente alterna

Para la parte de corriente alterna se tendrá en cuenta la potencia total del inversor, por lo tanto la intensidad de salida del inversor será de 13.04 A.

Igual que en el caso anterior para el diseño del magnetotérmico se tiene que cumplir que

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

Siendo I_b la intensidad de diseño de la línea 13.04 A, I_n la intensidad nominal del magnetotérmico seleccionado, e I_z la intensidad máxima del cable, siendo de 65A

$$13.04 A \leq I_n \leq 44 A \quad I_n = 16A$$

Por lo tanto, se seleccionará un magnetotérmico tetrapolar de 16A.

Esta línea proseguirá hasta la caja general de protección y medida colocada, donde irá instalado un fusible. Este fusible será de 16 A y deberá cumplir que $1.6 I_n \leq 1.45 I_z$

$$I_b = 13.04 A \leq I_n = 16A \leq I_z = 44A \quad (\text{Valido})$$

$$1.6 I_n = 1.6 * 16 = 25.6 A \leq 1.45 I_z = 1.45 * 44 = 63.8 A \quad (\text{Valido})$$

Por lo tanto, el fusible seleccionado para la parte de corriente alterna será un fusible AM 16A.

1.4.5. Producción anual esperada

1.4.5.1. Rendimiento global del sistema fotovoltaico o Performance Ratio "PR"

El Rendimiento global del sistema o Performance Ratio “ PR ”, se define como la relación entre la energía anual AC entregada efectivamente a la red y la que entregaría un sistema ideal (sin pérdidas ni en el inversor ni en el generador, y con las células d este último operando siempre a 25°C) que recibiese la misma radiación solar.

Definición normalizada de las pérdidas Performance Ratio (PR). UNE IEC 61724:



$$PR = \frac{E_{AC}}{\frac{G(\alpha, \beta)}{G_{CEM}} \cdot P_G}$$

E_{AC} (kW · h) : Energía inyectada en la red

$G(\alpha, \beta)$ (kW · h/m² · día) : Irradiación incidente en el plano del generador

G_{CEM} (kW/m²) : Irradiancia de referencia (condiciones estándar de medida)

P_G (kW) : Potencia máxima del generador (medida en condiciones estándar)

A Continuación, calcularemos las pérdidas de nuestra instalación:

- Pérdidas por dispersión de potencia **P1**:

Estas pérdidas se deben a la desviación de la máxima potencia que el panel entrega. En la ficha característica de cada módulo, el fabricante especifica una tolerancia referente a la máxima potencia que el panel puede producir suponiendo unas condiciones de 1000W/m² y temperatura del panel de 25°C. En el caso del Panel ZYTECH 300P tendremos unas pérdidas por dispersión de potencia de **3%**.

- Pérdidas por temperatura de la célula fotovoltaica **P2**:

Las pérdidas por temperatura dependen de la diferencia de temperatura en los módulos y los 25 °C de las CEM, del tipo de célula y encapsulado y del viento. Si los módulos están convenientemente aireados por detrás, esta diferencia es del orden de 30 °C sobre la temperatura ambiente, para una irradiancia de 1000 W/m². Para el caso de integración de edificios donde los módulos no están separados de las paredes o tejados, esta diferencia se podrá incrementar entre 5 °C y 15 °C.

Para el cálculo de las pérdidas por temperatura, se consideraran las pérdidas medias mensuales debidas a la temperatura

$$L_{tem} = g \cdot (T_c - 25^\circ\text{C})$$

Siendo:

- g: Coeficiente de temperatura de potencia: -0.35%/°C
- Tc: Temperatura de trabajo de las placas fotovoltaicas.

Para el cálculo de Tc, utilizamos la siguiente expresión:

$$T_c = T_a + \frac{TNOC - 20^\circ\text{C}}{800\text{W/m}^2} \cdot G$$

- Ta: Temperatura ambiente media mensual.
- TNOC: Temperatura de operación nominal del módulo. 47°C±2°C
- G: Radiación media de un día soleado. 800W/m².



$$T_c = T_a + 27$$

$$L_{tem} = 0.0035 \cdot (T_a + 27 - 25^\circ\text{C}) = 0.0035 \cdot (T_a + 2)$$

	T_a	L_{tem}	
Enero	11,2	4,62	%
Febrero	9,1	3,885	%
Marzo	13,3	5,355	%
Abril	17	6,65	%
Mayo	21,9	8,365	%
Junio	27	10,15	%
Julio	27,3	10,255	%
Agosto	29,1	10,885	%
Septiembre	23,9	9,065	%
Octubre	19,6	7,56	%
Noviembre	14,6	5,81	%
Diciembre	11,3	4,655	%
		7,27125	%

Tabla 28: Pérdidas por temperatura

- Pérdidas por suciedad de los módulos fotovoltaicos **P3**:

Las pérdidas por polvo en un día determinado pueden ser del 0% al día siguiente de un día de lluvia y llegar al 8% cuando los módulos se “ven muy sucios”. Estas pérdidas dependen de la inclinación de los módulos, cercanías a carreteras, etc. En nuestro caso consideraremos unas pérdidas del **4%**, suponiendo que se realizaran operaciones de limpieza periódicamente.

- Pérdidas por orientación e inclinación **P4**:
 - Ángulo de inclinación \square , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal.
 - Ángulo de azimut α , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar.

En nuestra ubicación, los paneles fotovoltaicos están orientados prácticamente al Sur, teniéndose un azimut de -3° . Referente a la inclinación de los módulos, la óptima sería de 34° , la cual no podemos conseguir por la limitación de espacio que disponemos, por lo que la inclinación será de 16° que se conseguirá con la pérgola que se va a instalar. Para evaluar las pérdidas realizaremos una comprobación gráfica y analítica de las pérdidas.

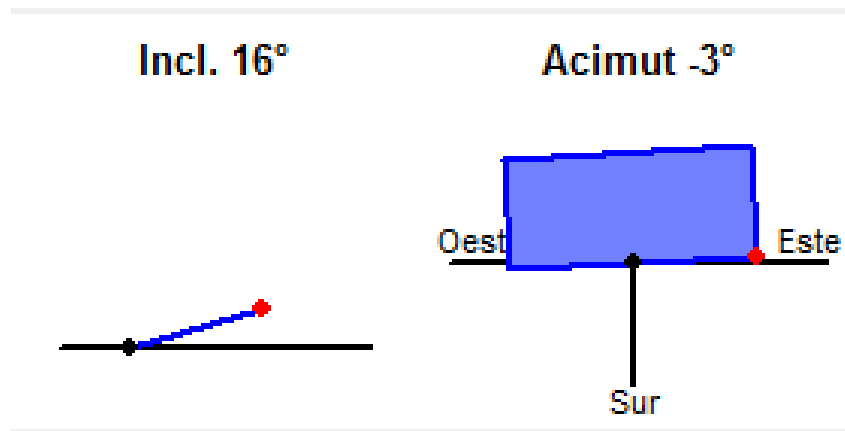


Ilustración 39:Ángulo de inclinación y ángulo de azimut

Comprobación gráfica:

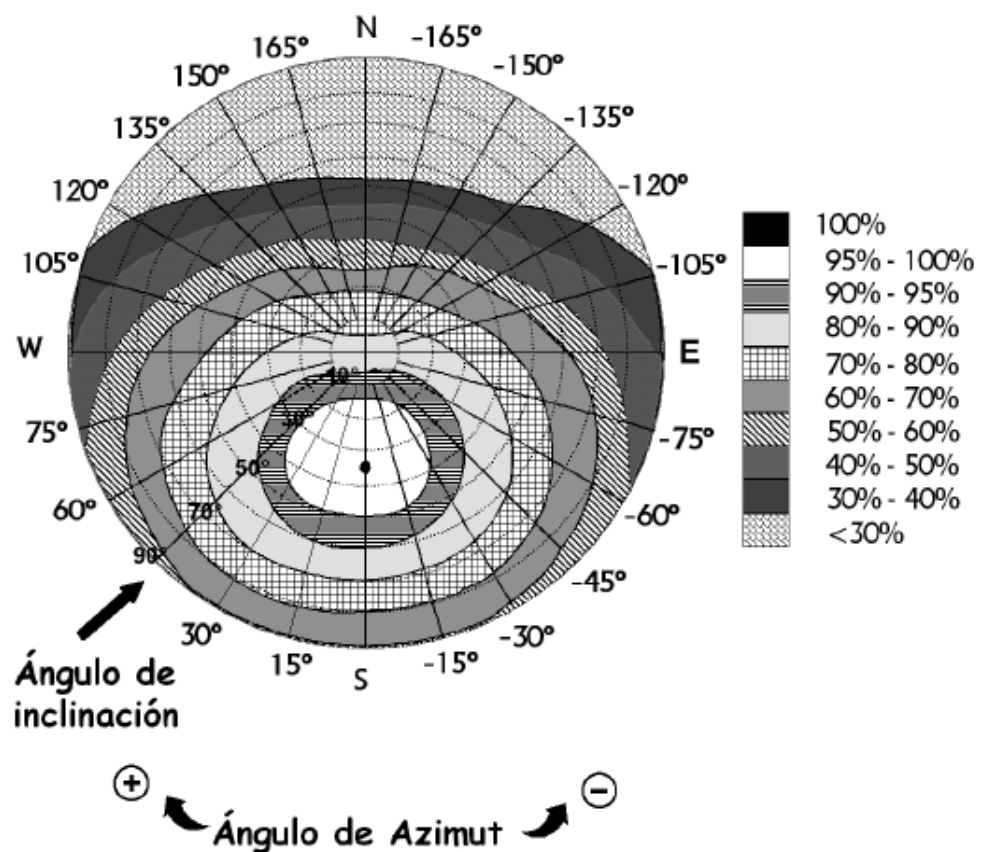


Ilustración 40: Pérdidas por orientación e inclinación

Límites de inclinación:



$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación } (\phi = 90) - (41^\circ - 37^\circ) = 86$$

$$\text{Inclinación mínima} = \text{Inclinación } (\phi = 5) - (41^\circ - 37^\circ) = 5$$

Comprobación analítica de pérdidas:

$$\text{Pérdidas } (\%) = 100 \times [1.2 \times 10^{-4} (\beta - \phi + 10)^2 + 3.5 \times 10^{-5} \alpha^2]$$

para $15^\circ < \beta < 90^\circ$

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas } (\%) &= 100 \times [1.2 \times 10^{-4} (16 - 37 + 10)^2 + 3.5 \times 10^{-5} \times -3^2] \\ &= 1.48 \% \end{aligned}$$

- Pérdidas por sombreado **P5**:

En nuestro caso, las pérdidas por sombras serán de 0%, ya que la pérgola será la que esté inclinada 16° , por lo que ningún módulo se hará sombra, además de que no se disponen de ningún otro obstáculo.

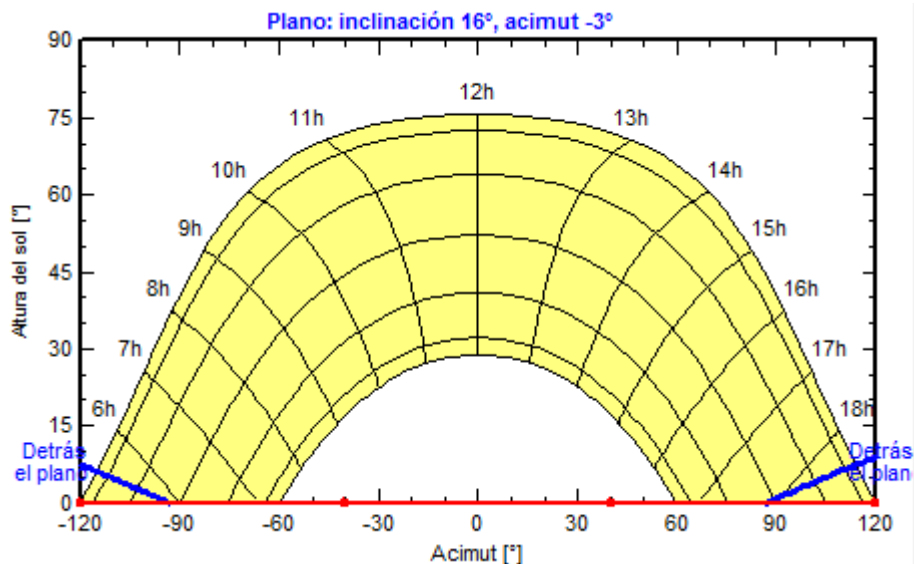


Ilustración 41: Pérdidas por sombreado

- Pérdidas por degradación fotónica **P6**:

Estas pérdidas se deben a un proceso natural de degradación de todas las células de silicio cristalino y se produce al exponer al sol por primera vez el panel fotovoltaico y se admite como valor el del 0%.

- Pérdidas por reflectancia angular y espectral **P7**:

Las pérdidas por reflectancia angular y espectral pueden despreciarse cuando se mide el campo FV al mediodía solar (± 2 h) y también cuando se mide la radiación solar con una célula calibrada de tecnología equivalente (CTE) al módulo FV. Las



pérdidas anuales son mayores en células con capas antirreflexivas que en células texturizadas. Son mayores en invierno que en verano. También son mayores en localidades de mayor latitud. Pueden oscilar a lo largo de un día entre 2 % y 6 %. En nuestro caso consideramos unas pérdidas por reflectancia angular y espectral de 3%

- Pérdidas en el inversor **P8**:

Inversor SB 50000TL-21 con un rendimiento de 97%, por lo que las pérdidas del inversor serán del 3%.

- Pérdidas por cableado **P9**:

Las pérdidas principales de cableado pueden calcularse conociendo la sección de los cables y su longitud, por la ecuación:

$$L_{cab} = R \cdot I^2$$

$$R = 0,000002 \text{ L/S}$$

R es el valor de la resistencia eléctrica de todos los cables, en ohmios.

L es la longitud de todos los cables (sumando la ida y el retorno), en cm.

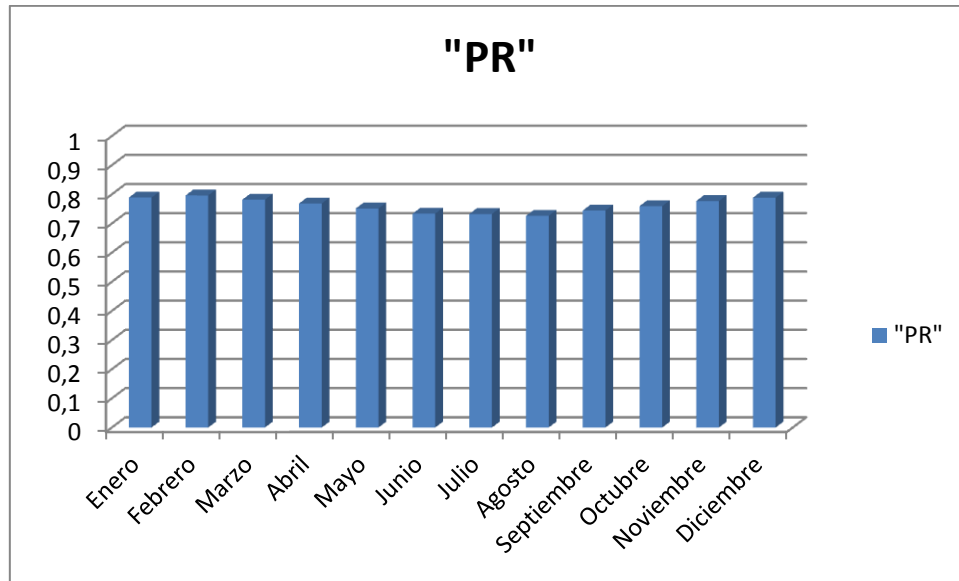
S es la sección de cada cable, en cm².

Normalmente, las pérdidas en conmutadores, fusibles y diodos son muy pequeñas y no es necesario considerarlas. Las caídas en el cableado pueden ser muy importantes cuando son largos y se opera a baja tensión en CC. Las pérdidas por cableado en % suelen ser inferiores en plantas de gran potencia que en plantas de pequeña potencia. En nuestro caso, de acuerdo con las especificaciones, el valor máximo admisible para la parte CC es 1,5 %, siendo recomendable no superar el 0,5 %. En nuestro caso consideramos unas pérdidas del 1%.

Finalmente, los resultados obtenidos son los siguientes:

Mes	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	Pérdidas	PR
Enero	3%	4,62%	4%	1,48%	0%	0%	3%	3%	1,00%	20,10%	79,90%
Febrero	3%	3,89%	4%	1,48%	0%	0%	3%	3%	1,00%	19,37%	80,64%
Marzo	3%	5,36%	4%	1,48%	0%	0%	3%	3%	1,00%	20,84%	79,17%
Abril	3%	6,65%	4%	1,48%	0%	0%	3%	3%	1,00%	22,13%	77,87%
Mayo	3%	8,37%	4%	1,48%	0%	0%	3%	3%	1,00%	23,85%	76,16%
Junio	3%	10,15%	4%	1,48%	0%	0%	3%	3%	1,00%	25,63%	74,37%
Julio	3%	10,26%	4%	1,48%	0%	0%	3%	3%	1,00%	25,74%	74,27%
Agosto	3%	10,89%	4%	1,48%	0%	0%	3%	3%	1,00%	26,37%	73,64%
Septiembre	3%	9,07%	4%	1,48%	0%	0%	3%	3%	1,00%	24,55%	75,46%
Octubre	3%	7,56%	4%	1,48%	0%	0%	3%	3%	1,00%	23,04%	76,96%
Noviembre	3%	5,81%	4%	1,48%	0%	0%	3%	3%	1,00%	21,29%	78,71%
Diciembre	3%	4,66%	4%	1,48%	0%	0%	3%	3%	1,00%	20,14%	79,87%
											77,25%

Tabla 29: Performance Ratio



Gráfica 4: Performance Ratio

Calculo producción anual esperada

Los datos de la energía inyectada se realizarán de acuerdo con la siguiente expresión:

$$E_{AC} = PR \cdot P_G \cdot \frac{G(\alpha, \beta)}{G_{CEM}}$$

Por lo tanto, la energía generada mes a mes es:

Mes	Gdm (0) [kWh/(m2*día)]	G(α,β)(α=-3°,β=16°) [kWh/(m2*día)]	PG (kWp)	PR	Eac (kWh/día)	Eac (kWh/mes)
Enero	2,58	3,51	3,262	0,799	9,1482	283,5956378
Febrero	3,39	4,07	3,262	0,806	10,7054	299,7505493
Marzo	4,68	5,38	3,262	0,792	13,8931	430,6863844
Abril	5,6	5,93	3,262	0,779	15,0629	451,8872413
Mayo	6,55	6,56	3,262	0,762	16,2962	505,1820517
Junio	7,03	6,86	3,262	0,744	16,6420	499,2603865
Julio	7,23	7,11	3,262	0,743	17,2241	533,948581
Agosto	6,23	6,42	3,262	0,736	15,4207	478,0408058
Septiembre	5,1	5,65	3,262	0,755	13,9066	417,197486
Octubre	3,77	4,54	3,262	0,770	11,3974	353,31865
Noviembre	2,5	3,23	3,262	0,787	8,2931	248,7927074
Diciembre	2,26	3,15	3,262	0,799	8,2064	254,3974187
Total						4756,0579

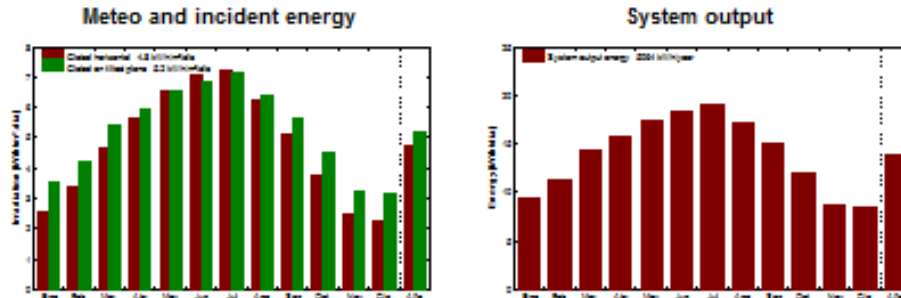
Tabla 30: Producción anual esperada

Siendo el promedio de la energía generada mes a mes de 13.016 kW/día con una total de 4756.05 kWh/año.



1.4.6. Comprobación producción anual esperada PVsyst

Una comprobación de los resultados anteriores la podemos obtener mediante el software PVSYST:



	Gl. horiz. kWh/m²/día	Coil. Plane kWh/m²/día	System output kWh/día	System output kWh
Ene.	2.58	3.51	9.34	289
Feb.	3.39	4.22	11.21	314
Mar.	4.68	5.38	14.31	444
Abr.	5.60	5.93	15.75	473
May.	6.55	6.56	17.43	540
Jun.	7.03	6.86	18.24	547
Jul.	7.23	7.11	18.91	586
Ago.	6.23	6.42	17.07	529
Sep.	5.10	5.65	15.02	450
Oct.	3.77	4.54	12.06	374
Nov.	2.50	3.23	8.60	258
Dic.	2.26	3.15	8.37	260
Año	4.75	5.22	13.87	5064

Ilustración 42: Comprobación mediante PVSYST

Como podemos observar, a partir del PVSYST obtenemos una producción generada mes a mes de 13.87 kWh/día, un poco superior al calculado en el apartado anterior. Dicha diferencia proviene de los criterios elegidos para calcular el performance ratio.

No obstante, para el cálculo económico nos interesa que la instalación sea lo más desfavorable, por lo que se utilizara el método teórico, es decir, 13.016 kWh/día.

2 Instalación fotovoltaica aislada

Para dimensionar este tipo de instalaciones, deberemos conocer:

- Datos sobre la radiación solar media diaria sobre la superficie inclinada
- Necesidades energéticas del usuario
- Días de autonomía de la batería utilizada.

El método que se utilizara para el cálculo de la instalación fotovoltaica aislada será el método del mes peor (basado en un balance energético diario en las condiciones más desfavorables)

2.1. Radiación solar diaria

Los datos de radiación solar los obtendremos del software PVsyst:



Mes	G _{dm} (0) [kWh/(m ² *día)]	G(α,β)(α=-3°,β=16°) [kWh/(m ² *día)]
Enero	2,58	3,51
Febrero	3,39	4,07
Marzo	4,68	5,38
Abril	5,6	5,93
Mayo	6,55	6,56
Junio	7,03	6,86
Julio	7,23	7,11
Agosto	6,23	6,42
Septiembre	5,1	5,65
Octubre	3,77	4,54
Noviembre	2,5	3,23
Diciembre	2,26	3,15
Promedio	4,74	5,20

Tabla 31: Datos de radiación solar

Los datos de radiación que utilizaremos para el dimensionado de la instalación serán los correspondientes al mes peor, que en este caso será Diciembre.

2.2. Estimación del consumo

A continuación se realizará una estimación del consumo de la vivienda, por lo tanto se realizará una recopilación de todos los datos referentes a consumos previstos, mediante una auditoria estricta sobre la potencia real de las cargas que se conectarán (TV, Frigorífico, Horno..).

Conocidas las potencias, se deberá asociar a cada una los tiempos medios de utilización diarios.

Concepto	Nº	Potencia(W)	(h/día)	(Wh/día)
Iluminación				
Salón	5	5	6	150
Cocina	4	18	3	216
Aseo 1	4	5	3	60
Aseo 2	4	5	1,5	30
Dormitorio 1	3	5	2	30
Dormitorio 2	3	5	2	30
Dormitorio 3	3	5	2	30
Exterior	8	5	3	120
Total		53		666
Electrodomésticos				
Frigorífico	1	-	-	700
Horno	1	790	0,5	395
Lavavajillas	1	920	0,5	460
Lavadora	1	400	0,75	300
Microondas	1	900	0,25	225
Televisión	2	100	2	400
Equipo de música	1	80	2	160
Vitrocerámica	1	5300	0,5	2650
Termo	1	600	4	2400
Total		9590		7690

Tabla 32: Estimación del consumo



2.3. Silicio monocristalino

2.3.1. Generador fotovoltaico

Para comenzar con el dimensionado, deberemos tener en cuenta las pérdidas por rendimiento del inversor, igual a 0,9.

Para el dimensionado del generador fotovoltaico aplicaremos la siguiente expresión:

$$P_{G,NOM} = \frac{F_{SG} * L_{dm}}{(G_{dm}(\beta)/I_{STC})}$$

$$\eta_{inversor} = 0.90$$

$$\text{Radicación mes de diseño } (G_{dm}): 3.15 \frac{kW}{m^2} \text{ Mes peor Diciembre}$$

$$\text{Consumo estimado } (L_{dm}): \frac{8356}{0.9} = 9284.44 \text{ Wh/día}$$

$$\text{Factor de seguridad generador } (F_{SG}): 1.25$$

$$\text{Nº días autonomía batería } (F_{SB}): 5$$

Sistema a 48V

$$P_{G,NOM} = \frac{F_{SG} * L_{dm}}{(G_{dm}(\beta)/I_{STC})} = \frac{1.25 * 9284.44 \text{ (Wh/día)}}{3.15 \text{ kW/m}^2 * \frac{1}{1000 \text{ (W/m}^2\text{)}}} = 3.684 \text{ kW}_p \approx 3.7 \text{ kW}_p$$

Por lo tanto, tendremos una sistema a 48 V y una potencia mínima del generador de 3.7 kWp de potencia nominal.

Para el cálculo del número de paneles, tendremos que tener en cuenta los datos del modulo a utilizar ,módulo silicio monocristalino Q, PEAK-G3 280W.

ELECTRICAL CHARACTERISTICS						
PERFORMANCE AT STANDARD TEST CONDITIONS (STC: 1000 W/m ² , 25 °C, AM 1.5 G SPECTRUM) ¹						
NOMINAL POWER (+5 W/-0 W)		[W]	265	270	275	280
Average Power	P _{MPP}	[W]	267.5	272.5	277.5	282.5
Short Circuit Current	I _{SC}	[A]	9.15	9.25	9.35	9.45
Open Circuit Voltage	V _{OC}	[V]	37.91	38.21	38.51	38.81
Current at P _{MPP}	I _{MPP}	[A]	8.65	8.75	8.85	8.95
Voltage at P _{MPP}	V _{MPP}	[V]	30.94	31.16	31.37	31.58
Efficiency (Nominal Power)	η	[%]	≥ 15.9	≥ 16.2	≥ 16.5	≥ 16.8
PERFORMANCE AT NORMAL OPERATING CELL TEMPERATURE (NOCT: 800 W/m ² , 45 ± 3 °C, AM 1.5 G SPECTRUM) ²						
NOMINAL POWER (+5 W/-0 W)		[W]	265	270	275	280
Average Power	P _{MPP}	[W]	197.0	200.7	204.3	208.0
Short Circuit Current	I _{SC}	[A]	7.38	7.46	7.54	7.62
Open Circuit Voltage	V _{OC}	[V]	35.07	35.35	35.62	35.90
Current at P _{MPP}	I _{MPP}	[A]	6.79	6.87	6.95	7.03
Voltage at P _{MPP}	V _{MPP}	[V]	29.01	29.21	29.41	29.60

¹ Measurement tolerances STC: ± 3 % (P_{MPP}); ± 10 % (I_{SC}, V_{OC}, I_{MPP}, V_{MPP})
² Measurement tolerances NOCT: ± 5 % (P_{MPP}); ± 10 % (I_{SC}, V_{OC}, I_{MPP}, V_{MPP})

¹ Measurement tolerances STC: ± 3% (P_{MPP}); ± 10% (I_{SC}, V_{OC}, I_{MPP}, V_{MPP})

² Measurement tolerances NOCT: ± 5% (P_{MPP}); ± 10% (I_{SC}, V_{OC}, I_{MPP}, V_{MPP})

Ilustración 43: Características eléctricas Q PEAK G3



$$N_T = \frac{3700}{280} = 13.21 \approx 14 \text{ paneles}$$

2.3.2. Sistema de acumulación

Para el dimensionado del sistema de acumulación aplicaremos la siguiente expresión para conocer la capacidad nominal del sistema.

$$C_{B.NOM} = \frac{L_{dm} * F_{SB}}{PD_{max}}$$

$$\text{Consumo estimado } (L_{dm}): \frac{7690 + 666}{0,9} = 9284.4 \text{ Wh/día}$$

$$\text{Factor de seguridad generador } (F_{SG}): 1.25$$

$$\text{Nº días autonomía batería } (F_{SB}): 5$$

$$\text{Profundidad de descarga máxima estacional } (PD_{max} = 0.8)$$

Sistema a 48V

Por lo tanto:

$$C_{B.NOM} = \frac{L_{dm} * F_{SB}}{PD_{max}} = \frac{9284 \frac{Wh}{día} * 5 días}{0.8 * 0.5} = 116050 Wh \Rightarrow 2417 Ah$$

$$\text{Capacidad de la batería} = 2398 Ah$$

Las baterías más adecuadas para sistemas fotovoltaicos son las estacionarias, ya que tienen una buena vida media y ofrecen un gran rendimiento cuando se trata de cargas y descargas lentas.

El número de baterías en paralelo se obtendrá del valor de capacidad calculado dividiendo el valor de la capacidad nominal de la batería seleccionada.

$$Numero_{paralelo_bateria} = \frac{C_{bateria}}{C_{nominal}}$$

El número de baterías en serie vendrá determinado por el valor de la tensión de la instalación $V_{bateria}$ y el valor de la tensión nominal de la batería.

$$Numero_{serie_bateria} = \frac{V_{bateria}}{V_{nominal,bateria}}$$

Número total de baterías:

$$Numero_{total_bateria} = Numero_{paralelo_bateria} * Numero_{serie_bateria} = 8 \text{ baterías}$$



Obteniéndose como resultados los que se exponen en la siguiente tabla:

Batería estacionaria transparente OpZs C120 a 25º						
	Capacidad A/h	Precio/ud	Np	Ns	Nt	Precio Total
OpZs Solar 2500	2500	3421,41	1	4	4	13685,64
OpZs Solar 1320	1320	1734	2	4	8	13872
OpZs Solar 660	660	1023,05	4	4	16	16368,8
BAE 1740	1740	2116,05	2	4	8	16928,4
BAE 1590	1590	2157,7	2	4	8	17261,6
BAE 1600	1300	1834,93	2	4	8	14679,44
BAE 694	694	1057,57	4	4	16	16921,12
Batería translúcida Enersol C120 a 25º						
Enersol T1250	1282	1365,199	2	4	8	10921,592
Enersol T880 6	897	1061,44	3	4	12	12737,28

Tabla 33: Características baterías

Por lo tanto la batería seleccionada será la estacionaria translúcida Enersol T1250 C120, de 6 vasos de 2V y 1282Ah.

2.3.3.Regulador

Para la selección del regulador, se decidirán cuantos paneles en serie y cuantos en paralelo tendrá nuestra instalación:

$$N_s = \frac{48V}{31,58V} = 1.52 \approx 2 \text{ paneles}$$

$$N_p = \frac{3.7 \text{ kW}}{2 * 280W} = 6.6 \approx 7 \text{ paneles}$$

$$P_{G,NOM} = 7 * 2 * 280 = 3920 \text{ Wp}$$

Para la selección del regulador, debemos calcular la máxima corriente que soportará el regulador, a su entrada y a su salida.

$$I_{G,MAX} = N_p * I_{sc} = 7 * 9.45 \text{ A} = 66.15 \text{ A}$$

$$I_{regulador} = 1.25 * I_{sc} * N_p = 1.20 * 9.45 * 7 = 79.38 \text{ A}$$

$$Número_{reguladores} = \frac{79.38}{80} = 1 \text{ regulador}$$

El regulador seleccionado será FLEXmax FM80-150VDC, con una corriente máxima de salida de 80A y puede soportar 150VCC en condiciones de baja temperatura y 145VCC para arranque y condiciones máximas de operación.

2.3.4.Inversor

Para el dimensionado del inversor, tendremos en cuenta la potencia del generador fotovoltaico (cuyo tamaño depende de la demanda de la vivienda y por lo tanto afecta al inversor). Se aplicará un margen de seguridad de un 20% para su diseño.



$$P_{inv} = 1,20 * P_{generador} = 1,20 * 3920 = 4700 \text{ W}$$

Por lo tanto, el inversor seleccionado deberá cubrir, al menos, 4700 W de demanda para tener bien cubiertas las necesidades de la vivienda.

Se seleccionará el inversor Tauro de onda senoidal BC 5048 48Vcc 5000W con ventilación forzada marca Atersa.

2.3.5.Instalación eléctrica necesaria

2.3.5.1. Cableado

Toda la instalación utilizará cables de cobre y se realizará por conductores aislados en el interior de tubos empotrados en obra.

Las intensidades máximas admisibles serán las indicadas en la tabla de la Norma UNE 20460-5-523 para una instalación B1 (cables de cobre aislados en el interior de tubos empotrados) para PVC2.

TABLA A. 52-1 bis:
INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS AL AIRE (40 °C)

Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento													
A1			PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C						
A2		PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C							
B1					PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C			
B2				PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C					
C						PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C		
D*		VER SIGUIENTE TABLA											
E							PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C	
F								PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C
Cobre	mm ²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1.5	11	11.5	13	13.5	15	16	16.5	19	20	21	24	25
	2.5	15	16	17.5	18.5	21	22	23	26	26.5	29	33	34
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	59
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	82
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	109	118	130	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	150	164	188	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	171	188	205	236	260	278	299	322	343	363	404	438
	185	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500
	240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590
	300	259	285	311	349	396	423	461	516	547	640	674	713

Tabla 34: A.52-1 bis. Intensidades admisibles

El REBT en su ITC-BT-21 establece que los tubos serán rígidos, curvables o flexibles empotrados en obras de fábrica (paredes, techos y falsos techos), huecos de la construcción o canales protectoras de obra y empotrados embebidos en hormigón.

Los tubos deberán tener un diámetro tal que permitan un fácil alojamiento y extracción de los cables o conductores aislados. En la siguiente tabla figuran los diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir:



Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	20
2,5	12	16	20	20	20
4	12	16	20	20	25
6	12	16	25	25	25
10	16	25	25	32	32
16	20	25	32	32	40
25	25	32	40	40	50
35	25	40	40	50	50
50	32	40	50	50	63
70	32	50	63	63	63
95	40	50	63	75	75
120	40	63	75	75	--
150	50	63	75	--	--
185	50	75	--	--	--
240	63	75	--	--	--

Tabla 35: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir

Según la Norma UNE 20.460-5-523, la caída de tensión máxima admisible será del 3%. A través de la siguiente tabla, obtendremos la caída de tensión máxima para cada tramo:

Tramo	Caída de tensión máxima	Caída de tensión recomendada
Panales-regulador	3%	1%
Regulador-acumulador	1%	0.5%
Acumulador-inversor	1%	1%
Línea de iluminación	3%	3%
Otros equipos	5%	3%

Tabla 36: Caídas de tensión máximas admisibles

Al considerar estas caídas de tensión los conductores quedaran sobredimensionados.

Así pues, para el cálculo de las secciones aplicaremos la siguiente ecuación:

$$S = \frac{2 * \rho * L * I}{U}$$

Dónde:

L: Longitud del conductor en metros

I: Intensidad que circula por el conductor

ρ : Resistividad del cobre a 70°C, 56

U: Caída de tensión

Tramo 1: Paneles-regulador (intensidad entrada regulador)

En este tramo tendremos una caída de tensión máxima del 3%, siendo recomendable una caída de tensión del 1%. Para el cálculo de la sección en este tramo tendremos en cuenta un



2% de caída de tensión, ya que para la caída de tensión recomendada la sección sería muy elevada.

$$U = 48 * \frac{2}{100} = 0.96V$$

La intensidad para el cálculo de la sección será igual a la intensidad de entrada del regulador

$$S = \frac{2 * \rho * L * I}{U} = \frac{2 * 0.021 * 15 * 66.15}{0.96} = 43.41 \text{ mm}^2 = 50 \text{ mm}^2$$

Según la tabla de la norma UNE 20460-5-523 de intensidades admisibles para una instalación B1 (cables de cobre aislados en el interior de tubos empotrados) para PVC2, una intensidad de 66.15A es admisible con una sección de 50mm², que admite hasta 125A. Para una sección nominal de los conductores de 50mm², el diámetro exterior del tubo debe ser como mínimo de 40mm.

Tramo 2: Regulador-acumulador (Intensidad salida regulador)

En este tramo tendremos una caída de tensión máxima del 1%, siendo recomendable una caída de tensión del 0.5%. Para el cálculo de la sección en este tramo tendremos en cuenta la caída de tensión recomendada.

$$U = 48 * \frac{0.5}{100} = 0.24V$$

La intensidad para el cálculo de la sección será igual a la intensidad de salida del regulador

$$S = \frac{2 * \rho * L * I}{U} = \frac{2 * 0.021 * 2 * 66.15}{0.24} = 23.15 = 25 \text{ mm}^2$$

Según la tabla de la norma UNE 20460-5-523 de intensidades admisibles para una instalación B1 (cables de cobre aislados en el interior de tubos empotrados) para PVC2, una intensidad de 66.15 A es admisible con una sección de 25 mm², que admite hasta 84A. Para una sección nominal de los conductores de 25 mm², el diámetro exterior del tubo debe ser como mínimo de 32 mm.

Tramo 3: Acumulador-inversor

En este tramo tendremos una caída de tensión máxima del 1%.

La intensidad en corriente continua demandada por el inversor, será la solicitada por los receptores de corriente alterna considerando el rendimiento del inversor.

$$I_{CA} = \frac{P_{inv}}{V} = \frac{4700}{230} = 20.43A$$

$$I_{CC} = \frac{I_{CA}}{\eta_{inversor}} = \frac{20.43}{0.9} = 22.7A$$

$$S = \frac{2 * \rho * L * I}{U} = \frac{2 * 0.021 * 2.5 * 22.7}{0.48} = 4.96 \text{ mm}^2 = 6 \text{ mm}^2$$



Según la tabla de la norma UNE 20460-5-523 de intensidades admisibles para una instalación B1 (cables de cobre aislados en el interior de tubos empotrados) para PVC2, una intensidad de 22.7 A es admisible con una sección de 6 mm², que admite hasta 36A. Para una sección nominal de los conductores de 6 mm², el diámetro exterior del tubo debe ser como mínimo de 16 mm.

Tramos 4: Inversor-Carga

En este tramo tendremos una caída de tensión máxima del 3%:

$$U = 230 * \frac{3}{100} = 6.9 V$$

$$S = \frac{2 * \rho * L * I}{U} = \frac{2 * 0.021 * 20 * 22.7}{6.9} = 2.76 \text{ mm}^2 = 4 \text{ mm}^2$$

Según la tabla de la norma UNE 20460-5-523 de intensidades admisibles para una instalación B1 (cables de cobre aislados en el interior de tubos empotrados) para PVC2, una intensidad de 22.7 A es admisible para una sección de 4 mm², que admite hasta 27 A. Para una sección nominal de los conductores de 4mm², el diámetro exterior del tubo debe ser como mínimo de 16 mm.

Resumen de secciones:

Tramo	Secciones
Paneles-Regulador	50 mm ²
Regulador-Acumulador	25 mm ²
Acumulador-inversor	6 mm ²
Inversor	4 mm ²

Tabla 37: Resumen de secciones de los conductores

2.3.5.2. Cableado de Protección

Para la protección de la instalación, el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión , según la norma ITC-BT-18 “ Instalaciones de puesta a tierra “ establece que deben conectarse correctamente todas las masas metálicas de una instalación con tierra, con el objeto del imitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

La puesta o conexión a tierra se define como una unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo.

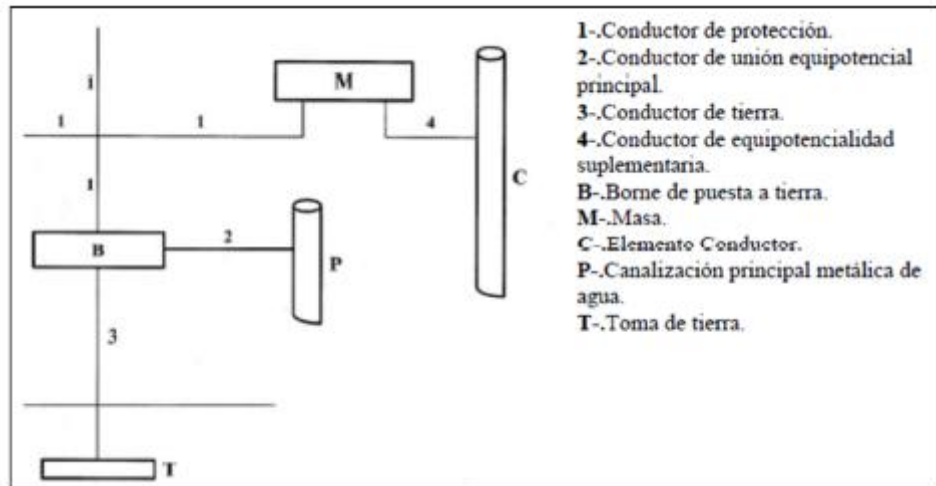


Ilustración 44: Representación de un circuito de puesta a tierra

Los conductores de protección sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos. En el circuito de conexión a tierra, los conductores de protección unirán las masas al conductor de tierra.

La sección de los conductores de protección será la indicada en la siguiente tabla:

Sección de los conductores de fase de la instalación $S \text{ (mm}^2\text{)}$	Sección mínima de los conductores de protección $S_p \text{ (mm}^2\text{)}$
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Ilustración 45: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase

Por lo tanto, según la tabla anterior, las secciones mínimas de protección

Tramo	Secciones conductores de protección
Paneles-Regulador	25 mm ²
Regulador-Acumulador	16 mm ²
Acumulador-inversor	6 mm ²
Inversor-Carga	4 mm ²

Tabla 38: Secciones cableado de protección

2.3.6. Protecciones

Las protecciones eléctricas en el interior de la vivienda no precisarán de ningún cálculo, debido a que cada elemento de la instalación solar tendrá sus protecciones internas contra sobrecargas y cortocircuitos.

Las protecciones en el interior de la vivienda, vienen indicadas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en la ITC-BT-25.

Como protecciones utilizaremos fusibles para la parte de corriente continua e interruptores magnetotérmicos y fusible para la parte de corriente alterna.



En la ITC-BT-22 se detalla la protección contra sobreintensidades en las instalaciones de baja tensión. Se elegirá como protección un fusible de tipo gG, es decir, un cartucho fusible de uso general limitador de corriente, que es capaz de interrumpir todas las corrientes desde su intensidad asignada I_n hasta su poder de corte asignado. Sirven para sobrecargas y cortocircuitos.

Tramo 1: Paneles-Regulador

Para diseñar un fusible, tendremos que cumplir que:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$1.6 I_n \leq 1.45 I_z$$

Siendo I_b la intensidad del circuito según la previsión de cargas 66.15 A, I_n la intensidad nominal del fusible seleccionado, e I_z la intensidad máxima del cable.

$$66.15 A \leq I_n \leq 125 A \quad I_n = 80A$$

$$1.6 I_n = 1.6 * 80 = 128 A \leq 1.45 I_z = 1.45 * 125 = 181.25 A \quad (\text{Valido})$$

Por lo tanto el fusible seleccionado será Fusible NH gG de 80A y una tensión de 500V.

Tramo 2: Regulador-Acumulador

Para diseñar un fusible, tendremos que cumplir que:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$1.6 I_n \leq 1.45 I_z$$

Siendo I_b la intensidad del circuito según la previsión de cargas 66.15 A, I_n la intensidad nominal del fusible seleccionado, e I_z la intensidad máxima del cable.

$$66.15 A \leq I_n \leq 84 A \quad I_n = 80A$$

$$1.6 I_n = 1.6 * 80 = 128 A \leq 1.45 I_z = 1.45 * 84 = 121.8 A \quad (\text{No valido})$$

No valido, por lo que en el tramo regulador-acumulador tendremos que seleccionar una sección de 35mm², que admite hasta 104A.

$$66.15 A \leq I_n \leq 104 A \quad I_n = 80 A \quad (\text{Valido})$$

$$1.6 I_n = 1.6 * 80 = 128 A \leq 1.45 I_z = 1.45 * 104 = 150.8 A \quad (\text{Valido})$$

Por lo tanto el fusible seleccionado será Fusible NH gG de 80A y una tensión de 500V.

Tramo 3: Acumulador-inversor

Para diseñar un fusible, tendremos que cumplir que:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$1.6 I_n \leq 1.45 I_z$$



Siendo I_b la intensidad del circuito según la previsión de cargas 22.7 A, I_n la intensidad nominal del fusible seleccionado, e I_z la intensidad máxima del cable.

$$22.7 \text{ A} \leq I_n \leq 36 \text{ A} \quad I_n = 32 \text{ A (Valido)}$$

$$1.6 I_n = 1.6 * 32 = 51.2 \text{ A} \leq 1.45 I_z = 1.45 * 36 = 52.2 \text{ A} \quad (\text{No Valido})$$

No valido, por lo que en el tramo acumulador-inversor tendremos que seleccionar una sección de 10 mm², que admite hasta 50A.

$$22.7 \text{ A} \leq I_n \leq 50 \text{ A} \quad I_n = 32 \text{ A (Valido)}$$

$$1.6 I_n = 1.6 * 32 = 51.2 \text{ A} \leq 1.45 I_z = 1.45 * 50 = 72.5 \text{ A} \quad (\text{Valido})$$

Por lo tanto el fusible seleccionado será Fusible NH gG de 32 A y una tensión de 500V.

Tramos 4: Inversor-Carga

Para diseñar un fusible, tendremos que cumplir que:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$1.6 I_n \leq 1.45 I_z$$

Siendo I_b la intensidad del circuito según la previsión de cargas 22.7 A, I_n la intensidad nominal del fusible seleccionado, e I_z la intensidad máxima del cable.

$$22.7 \text{ A} \leq I_n \leq 27 \text{ A} \quad I_n = 25 \text{ A (Valido)}$$

$$1.6 I_n = 1.6 * 25 = 40 \text{ A} \leq 1.45 I_z = 1.45 * 27 = 39.15 \text{ A} \quad (\text{No Valido})$$

No valido, por lo que en el tramo inversor-carga tendremos que seleccionar una sección de 6 mm², que admite hasta 36 A. En este caso se aumentara la intensidad nominal del fusible seleccionado, ya que algunos fabricantes recomiendan un sobredimensionado de un 30% (lo cual se cumple en los tramos anteriores).

$$22.7 \text{ A} \leq I_n \leq 36 \text{ A} \quad I_n = 32 \text{ A (Valido)}$$

$$1.6 I_n = 1.6 * 32 = 51.2 \text{ A} \leq 1.45 I_z = 1.45 * 50 = 72.5 \text{ A} \quad (\text{Valido})$$

Por lo tanto el fusible seleccionado será Fusible NH gG de 32 A y una tensión de 500V

2.4. Silicio Policristalino

2.4.1. Generador fotovoltaico

Para comenzar con el dimensionado, deberemos tener en cuenta las pérdidas por rendimiento del inversor, igual a 0,9.



Para el dimensionado del generador fotovoltaico aplicaremos la siguiente expresión:

$$P_{G,NOM} = \frac{F_{SG} * L_{dm}}{(G_{dm}(\beta)/I_{STC})}$$

$$\eta_{inversor} = 0.90$$

$$\text{Radicación mes de diseño } (G_{dm}): 3.15 \frac{kW}{m^2} \text{ Mes peor Diciembre}$$

$$\text{Consumo estimado } (L_{dm}): \frac{8356}{0.9} = 9284.44 \text{ Wh/día}$$

$$\text{Factor de seguridad generador } (F_{SG}): 1.25$$

$$\text{Nº días autonomía batería } (F_{SB}): 5$$

Sistema a 48V

$$P_{G,NOM} = \frac{F_{SG} * L_{dm}}{(G_{dm}(\beta)/I_{STC})} = \frac{1.25 * 9284.44 \text{ (Wh/día)}}{3.15 \text{ kW/m}^2 * \frac{1}{1000 \text{ (W/m}^2\text{)}}} = 3.684 \text{ kW}_p \approx 3.7 \text{ kW}_p$$

Por lo tanto, tendremos una sistema a 48 V y una potencia mínima del generador de 3.7 kW_p de potencia nominal.

Para el cálculo del número de paneles, tendremos que tener en cuenta los datos del modulo a utilizar , módulo policristalino Q.PRO L300, del fabricante QCELLS.

ELECTRICAL CHARACTERISTICS							
PERFORMANCE AT STANDARD TEST CONDITIONS (STC: 1000 W/M², 25 °C, AM 1.5 G SPECTRUM) ¹							
NOMINAL POWER (+5 W/-0 W)		[W]	295	300	305	310	315
Average Power	P _{MPP}	[W]	297.5	302.5	307.5	312.5	317.5
Short Circuit Current	I _{SC}	[A]	8.89	8.93	8.97	9.01	9.06
Open Circuit Voltage	V _{OC}	[V]	44.99	45.27	45.56	45.84	46.13
Current at P _{MPP}	I _{MPP}	[A]	8.28	8.34	8.40	8.47	8.53
Voltage at P _{MPP}	V _{MPP}	[V]	35.94	36.27	36.59	36.91	37.23
Efficiency (Nominal Power)	η	[%]	≥ 15.3	≥ 15.5	≥ 15.8	≥ 16.0	≥ 16.3

Ilustración 46: Características eléctricas Q. PRO L300

$$N_T = \frac{3700}{300} = 12.33 \approx 13 \text{ paneles}$$

2.4.2.Sistema de acumulación

Para el dimensionado del sistema de acumulación aplicaremos la siguiente expresión para conocer la capacidad nominal del sistema.



$$C_{B.NOM} = \frac{L_{dm} * F_{SB}}{PD_{max}}$$

$$\text{Consumo estimado } (L_{dm}): \frac{8356}{0,9} = 9284.44 \text{ Wh/día}$$

$$\text{Factor de seguridad generador } (F_{SG}): 1.25$$

$$\text{Nº días autonomía batería } (F_{SB}): 5$$

$$\text{Profundidad de descarga máxima estacional } (Pd_{max} = 0.8)$$

Sistema a 48V

Por lo tanto:

$$C_{B.NOM} = \frac{L_{dm} * F_{SB}}{PD_{max}} = \frac{9284 \frac{Wh}{día} * 5 días}{0.8 * 0.5} = 116050 Wh \Rightarrow 2417 Ah$$

$$\text{Capacidad de la batería} = 2398 Ah$$

Las baterías más adecuadas para sistemas fotovoltaicos son las estacionarias, ya que tienen una buena vida media y ofrecen un gran rendimiento cuando se trata de cargas y descargas lentas.

El número de baterías en paralelo se obtendrá del valor de capacidad calculado dividiendo el valor de la capacidad nominal de la batería seleccionada.

$$\text{Numero}_{paralelo_bateria} = \frac{C_{bateria}}{C_{nominal}}$$

El número de baterías en serie vendrá determinado por el valor de la tensión de la instalación $V_{bateria}$ y el valor de la tensión nominal de la batería.

$$\text{Numero}_{serie_bateria} = \frac{V_{bateria}}{V_{nominal,bateria}}$$

Número total de baterías:

$$\text{Numero}_{total_bateria} = \text{Numero}_{paralelo_bateria} * \text{Numero}_{serie_bateria} = 8 \text{ baterías}$$

Obteniéndose como resultados los que se exponen en la siguiente tabla:



Batería estacionaria transparente OpZs C120 a 25º						
	Capacidad A/h	Precio/ud	Np	Ns	Nt	Precio Total
OpZs Solar 2500	2500	3421,41	1	4	4	13685,64
OpZs Solar 1320	1320	1734	2	4	8	13872
OpZs Solar 660	660	1023,05	4	4	16	16368,8
BAE 1740	1740	2116,05	2	4	8	16928,4
BAE 1590	1590	2157,7	2	4	8	17261,6
BAE 1600	1300	1834,93	2	4	8	14679,44
BAE 694	694	1057,57	4	4	16	16921,12
Batería translúcida Enersol C120 a 25º						
Enersol T1250	1282	1365,199	2	4	8	10921,592
Enersol T880 6	897	1061,44	3	4	12	12737,28

Tabla 39: Características Baterías

Por lo tanto la batería seleccionada será la estacionaria translúcida Enersol T1250 C120, de 6 vasos de 2V y 1282Ah.

2.4.3.Regulador

Para la selección del regulador, se decidirán cuantos paneles en serie y cuantos en paralelo tendrá nuestra instalación:

$$N_s = \frac{48V}{36.27V} = 1.32 \approx 2 \text{ paneles}$$

$$N_p = \frac{3.7 \text{ kW}}{2 * 300W} = 6.16 \approx 7 \text{ paneles}$$

$$P_{G,NOM} = 7 * 2 * 300 = 4200 \text{ Wp}$$

Para la selección del regulador, debemos calcular la máxima corriente que soportará el regulador, a su entrada y a su salida.

$$I_{G,MAX} = N_p * I_{sc} = 7 * 8.93A = 62.51A$$

$$I_{regulador} = 1.1 * I_{sc} * N_p = 1.20 * 8.93 * 7 = 75A$$

$$\text{Número}_{reguladores} = \frac{75}{80} = 1 \text{ regulador}$$

El regulador seleccionado será FLEXmax FM80-150VDC, con una corriente máxima de salida de 80A y puedo soportar 150VCC en condiciones de baja temperatura y 145VCC para arranque y condiciones máximas de operación.

2.4.4.Inversor

Para el dimensionado del inversor, tendremos en cuenta la potencia del generador fotovoltaico (cuyo tamaño depende de la demanda de la vivienda y por lo tanto afecta al inversor). Se aplicará un margen de seguridad de un 20% para su diseño.



$$P_{inv} = 1,2 * P_{generador} = 1,20 * 4200 = 5000 W$$

Se seleccionará el inversor Tauro de onda senoidal BC 5048 48Vcc 5000W con ventilación forzada marca Atersa.

2.4.5. Instalación eléctrica necesaria

2.4.5.1. Cableado

Toda la instalación utilizará cables de cobre y se realizará por conductores aislados en el interior de tubos empotrados en obra.

Las intensidades máximas admisibles serán las indicadas en la tabla de la Norma UNE 20460-5-523 para una instalación B1 (cables de cobre aislados en el interior de tubos empotrados) para PVC2.

TABLA A. 52-1 bis:
INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS AL AIRE (40 °C)

Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento													
A1			PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C						
A2		PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C							
B1					PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C			
B2				PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C					
C						PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C		
D*		VER SIGUIENTE TABLA											
E							PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C	
F								PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C
Cobre	mm ²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	25
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	34
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	59
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	82
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	109	118	130	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	150	164	188	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	171	188	205	236	260	278	299	322	343	363	404	438
	185	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500
	240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590
	300	259	285	311	349	396	423	461	516	547	640	674	713

Tabla 40: A52-1bis. Intensidades admisibles

El REBT en su ITC-BT-21 establece que los tubos serán rígidos, curvables o flexibles empotrados en obras de fábrica (paredes, techos y falsos techos), huecos de la construcción o canales protectoras de obra y empotrados embebidos en hormigón.

Los tubos deberán tener un diámetro tal que permitan un fácil alojamiento y extracción de los cables o conductores aislados. En la siguiente tabla figuran los diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir:



Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	20
2,5	12	16	20	20	20
4	12	16	20	20	25
6	12	16	25	25	25
10	16	25	25	32	32
16	20	25	32	32	40
25	25	32	40	40	50
35	25	40	40	50	50
50	32	40	50	50	63
70	32	50	63	63	63
95	40	50	63	75	75
120	40	63	75	75	--
150	50	63	75	--	--
185	50	75	--	--	--
240	63	75	--	--	--

Tabla 41: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir

Según la Norma UNE 20.460-5-523, la caída de tensión máxima admisible será del 3%. A través de la siguiente tabla, obtendremos la caída de tensión máxima para cada tramo:

Tramo	Caída de tensión máxima	Caída de tensión recomendada
Panales-regulador	3%	1%
Regulador-acumulador	1%	0.5%
Acumulador-inversor	1%	1%
Línea de iluminación	3%	3%
Otros equipos	5%	3%

Tabla 42: Caídas de tensión máximas admisibles

Al considerar estas caídas de tensión los conductores quedaran sobredimensionados.

Así pues, para el cálculo de las secciones aplicaremos la siguiente ecuación:

$$S = \frac{2 * \rho * L * I}{U}$$

Dónde:

L: Longitud del conductor en metros

I: Intensidad que circula por el conductor

ρ : Resistividad del cobre a 70º

U: Caída de tensión admitida, en V

Tramo 1: Paneles-regulador (intensidad entrada regulador)

En este tramo tendremos una caída de tensión máxima del 3%, siendo recomendable una caída de tensión del 1%. Para el cálculo de la sección en este tramo tendremos en cuenta un 2% de caída de tensión, ya que para la caída de tensión recomendada la sección sería muy elevada.



$$U = 48 * \frac{2}{100} = 0.96V$$

La intensidad para el cálculo de la sección será igual a la intensidad de entrada del regulador

$$S = \frac{2 * \rho * L * I}{U} = \frac{2 * 0.021 * 15 * 62.51}{0.96} = 41 \text{ mm}^2 = 50 \text{ mm}^2$$

Según la tabla de la norma UNE 20460-5-523 de intensidades admisibles para una instalación B1 (cables de cobre aislados en el interior de tubos empotrados) para PVC2, una intensidad de 62.51A es admisible con una sección de 50mm², que admite hasta 125A. Para una sección nominal de los conductores de 50mm², el diámetro exterior del tubo debe ser como mínimo de 40mm.

Tramo 2: Regulador-acumulador (Intensidad salida regulador)

En este tramo tendremos una caída de tensión máxima del 1%, siendo recomendable una caída de tensión del 0.5%. Para el cálculo de la sección en este tramo tendremos en cuenta la caída de tensión recomendada.

$$U = 48 * \frac{0.5}{100} = 0.24V$$

La intensidad para el cálculo de la sección será igual a la intensidad de salida del regulador

$$S = \frac{2 * \rho * L * I}{U} = \frac{2 * 0.021 * 2 * 62.51}{0.24} = 21.87 = 25 \text{ mm}^2$$

Según la tabla de la norma UNE 20460-5-523 de intensidades admisibles para una instalación B1 (cables de cobre aislados en el interior de tubos empotrados) para PVC2, una intensidad de 62.51 A es admisible con una sección de 25 mm², que admite hasta 84A. Para una sección nominal de los conductores de 25 mm², el diámetro exterior del tubo debe ser como mínimo de 32 mm.

Tramo 3: Acumulador-inversor

En este tramo tendremos una caída de tensión máxima del 1%.

La intensidad en corriente continua demandada por el inversor, será la solicitada por los receptores de corriente alterna considerando el rendimiento del inversor.

$$I_{CA} = \frac{P_{inv}}{V} = \frac{5000}{230} = 21.73A$$

$$I_{CC} = \frac{I_{CA}}{\eta_{inversor}} = \frac{21.73}{0.9} = 24.15 A$$

$$S = \frac{2 * \rho * L * I}{U} = \frac{2 * 0.021 * 2.5 * 24.15}{0.48} = 5.28 \text{ mm}^2 = 6 \text{ mm}^2$$



Según la tabla de la norma UNE 20460-5-523 de intensidades admisibles para una instalación B1 (cables de cobre aislados en el interior de tubos empotrados) para PVC2, una intensidad de 24.15 A es admisible con una sección de 6 mm², que admite hasta 36A. Para una sección nominal de los conductores de 6 mm², el diámetro exterior del tubo debe ser como mínimo de 16 mm.

Tramos 4: Inversor-Carga

En este tramo tendremos una caída de tensión máxima del 3%:

$$U = 230 * \frac{3}{100} = 6.9 V$$

$$S = \frac{2 * \rho * L * I}{U} = \frac{2 * 0.021 * 20 * 25.36}{6.9} = 3.07 \text{ mm}^2 = 4 \text{ mm}^2$$

Según la tabla de la norma UNE 20460-5-523 de intensidades admisibles para una instalación B1 (cables de cobre aislados en el interior de tubos empotrados) para PVC2, una intensidad de 25.36 A es admisible para una sección de 4 mm², que admite hasta 27 A.. Para una sección nominal de los conductores de 4 mm², el diámetro exterior del tubo debe ser como mínimo de 16 mm.

Resumen de secciones:

Tramo	Secciones
Paneles-Regulador	50 mm ²
Regulador-Acumulador	25 mm ²
Acumulador-inversor	6 mm ²
Inversor	4 mm ²

Tabla 43: Resumen de secciones

2.4.5.2. Cableado de protección

Para la protección de la instalación, el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión , según la norma ITC-BT-18 “ Instalaciones de puesta a tierra “ establece que deben conectarse correctamente todas las masas metálicas de una instalación con tierra, con el objeto del imitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

La puesta o conexión a tierra se define como una unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo.

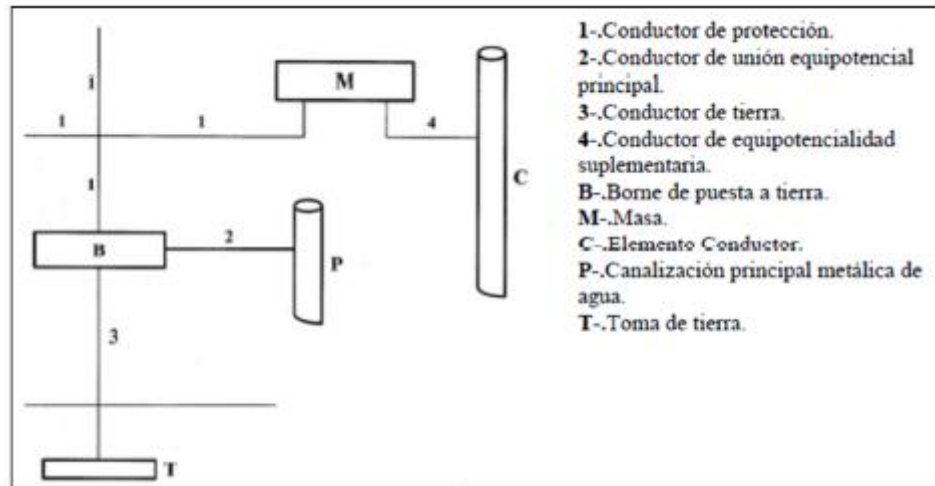


Ilustración 47: Representación de un circuito de puesta a tierra

Los conductores de protección sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos.

En el circuito de conexión a tierra, los conductores de protección unirán las masas al conductor de tierra.

La sección de los conductores de protección será la indicada en la siguiente tabla:

Sección de los conductores de fase de la instalación $S \text{ (mm}^2\text{)}$	Sección mínima de los conductores de protección $S_p \text{ (mm}^2\text{)}$
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Ilustración 48: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase

Por lo tanto, según la tabla anterior, las secciones mínimas de protección

Tramo	Secciones conductores de protección
Paneles-Regulador	25 mm ²
Regulador-Acumulador	16 mm ²
Acumulador-inversor	6 mm ²
Inversor-Carga	4 mm ²

Tabla 44: Sección conductores de protección

2.4.6. Protecciones

Las protecciones eléctricas en el interior de la vivienda no precisarán de ningún cálculo, debido a que cada elemento de la instalación solar tendrá sus protecciones internas contra sobrecargas y cortocircuitos.

Las protecciones en el interior de la vivienda, vienen indicadas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en la ITC-BT-25.



Como protecciones utilizaremos fusibles para la parte de corriente continua e interruptores magnetotérmicos y fusible para la parte de corriente alterna.

En la ITC-BT-22 se detalla la protección contra sobrecargas en las instalaciones de baja tensión. Se elegirá como protección un fusible de tipo gG, es decir, un cartucho fusible de uso general limitador de corriente, que es capaz de interrumpir todas las corrientes desde su intensidad asignada I_n hasta su poder de corte asignado. Sirven para sobrecargas y cortocircuitos.

Tramo 1: Paneles-Regulador

Para diseñar un fusible, tendremos que cumplir que:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$1.6 I_n \leq 1.45 I_z$$

Siendo I_b la intensidad del circuito según la previsión de cargas 62.51 A, I_n la intensidad nominal del fusible seleccionado, e I_z la intensidad máxima del cable.

$$62.51 \text{ A} \leq I_n \leq 125 \text{ A} \quad I_n = 80 \text{ A}$$

$$1.6 I_n = 1.6 * 80 = 128 \text{ A} \leq 1.45 I_z = 1.45 * 125 = 181.25 \text{ A} \quad (\text{Cumple})$$

Por lo tanto el fusible seleccionado será Fusible NH gG de 80A y una tensión de 500V.

Tramo 2: Regulador-Acumulador

Para diseñar un fusible, tendremos que cumplir que:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$1.6 I_n \leq 1.45 I_z$$

Siendo I_b la intensidad del circuito según la previsión de cargas 62.51 A, I_n la intensidad nominal del fusible seleccionado, e I_z la intensidad máxima del cable.

$$62.51 \text{ A} \leq I_n \leq 84 \text{ A} \quad I_n = 80 \text{ A}$$

$$1.6 I_n = 1.6 * 80 = 128 \text{ A} \leq 1.45 I_z = 1.45 * 84 = 121.8 \text{ A} \quad (\text{No valido})$$

No valido, por lo que en el tramo regulador-acumulador tendremos que seleccionar una sección de 35mm², que admite hasta 104A.

$$62.51 \text{ A} \leq I_n \leq 104 \text{ A} \quad I_n = 80 \text{ A} \quad (\text{Valido})$$

$$1.6 I_n = 1.6 * 80 = 128 \text{ A} \leq 1.45 I_z = 1.45 * 104 = 150.8 \text{ A} \quad (\text{Cumple})$$

Por lo tanto el fusible seleccionado será Fusible NH gG de 80A y una tensión de 500V.

Tramo 3: Acumulador-inversor

Para diseñar un fusible, tendremos que cumplir que:



$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$1.6 I_n \leq 1.45 I_z$$

Siendo I_b la intensidad del circuito según la previsión de cargas 24.15 A, I_n la intensidad nominal del fusible seleccionado, e I_z la intensidad máxima del cable.

$$24.15 A \leq I_n \leq 36 A \quad I_n = 32 A \text{ (Valido)}$$

$$1.6 I_n = 1.6 * 32 = 51.2 A \leq 1.45 I_z = 1.45 * 36 = 52.2 A \text{ (Valido)}$$

Por lo tanto el fusible seleccionado será Fusible NH gG de 32 A y una tensión de 500V.

Tramos 4: Inversor-Carga

Para diseñar un fusible, tendremos que cumplir que:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$1.6 I_n \leq 1.45 I_z$$

Siendo I_b la intensidad del circuito según la previsión de cargas 24.15 A, I_n la intensidad nominal del fusible seleccionado, e I_z la intensidad máxima del cable.

$$24.15 A \leq I_n \leq 27 A \quad I_n = 25 A \text{ (no Valido)}$$

No valido, por lo que en el tramo regulador-acumulador tendremos que seleccionar una sección de 6 mm², que admite hasta 36 A.

$$24.15 A \leq I_n \leq 36 A \quad I_n = 32 A \text{ (Valido)}$$

$$1.6 I_n = 1.6 * 32 = 51.2 A \leq 1.45 I_z = 1.45 * 36 = 52.2 A \text{ (Valido)}$$

Por lo tanto el fusible seleccionado será Fusible NH gG de 32 A y una tensión de 500V

2.5. Silicio-Amorfo

2.5.1. Generador fotovoltaico

Para comenzar con el dimensionado, deberemos tener en cuenta las pérdidas por rendimiento del inversor, igual a 0,9.

Para el dimensionado del generador fotovoltaico aplicaremos la siguiente expresión:

$$P_{G,NOM} = \frac{F_{SG} * L_{dm}}{(G_{dm}(\beta)/I_{STC})}$$

$$\eta_{inversor} = 0.90$$

$$\text{Radicación mes de diseño } (G_{dm}): 3.15 \frac{kW}{m^2} \text{ Mes peor Diciembre}$$



$$\text{Consumo estimado } (L_{dm}): \frac{8356}{0,9} = 9284.44 \text{ Wh/día}$$

$$\text{Factor de seguridad generador } (F_{SG}): 1.25$$

$$\text{Nº días autonomía batería } (F_{SB}): 5$$

Sistema a 48V

$$P_{G,NOM} = \frac{F_{SG} * L_{dm}}{(G_{dm}(\beta)/I_{STC})} = \frac{1.25 * 9284.44 \text{ (Wh/día)}}{3.15 \text{ kW/m}^2 * \frac{1}{1000 \text{ (W/m}^2)}} = 3.684 \text{ kW}_P \approx 3.7 \text{ kW}_P$$

Por lo tanto, tendremos una sistema a 48 V y una potencia mínima del generador de 3.7 kW_P de potencia nominal.

Para el cálculo del número de paneles, tendremos que tener en cuenta los datos del modulo a utilizar, módulo silicio-amorfo NA-E135G5, del fabricante SHARP

DATOS ELÉCTRICOS (STC)											
		Valores nominales					Valores iniciales				
		NA-E135G5	NA-E130G5	NA-E125G5	NA-E120G5	NA-E115G5	NA-E135G5	NA-E130G5	NA-E125G5	NA-E120G5	NA-E115G5
Potencia nominal	P _{max}	135	130	125	120	115	155,2	149,5	143,7	138,0	132,2
Tensión en circuito abierto	V _{OC}	61,3	60,4	59,7	59,1	58,6	61,8	61,1	60,4	59,7	59,0
Corriente de cortocircuito	I _{SC}	3,41	3,41	3,37	3,33	3,26	3,51	3,47	3,43	3,39	3,35
Tensión en el punto de máxima potencia	V _{mpp}	47,0	46,1	45,5	44,9	44,5	49,3	48,7	48,3	47,8	47,3
Corriente en el punto de máxima potencia	I _{mpp}	2,88	2,82	2,75	2,68	2,59	3,15	3,07	2,98	2,89	2,80
Coefficiente de rendimiento del módulo	η _m	9,6	9,3	8,9	8,6	8,2					

STC = Standard Test Condition: irradiación de 1.000 W/m², AM 1.5, temperatura de la célula de 25 °C. Las características eléctricas están clasificadas dentro de ±10% de los valores indicados de I_{SC}, V_{OC} y de +7/-2% de P_{max}. Los valores iniciales están aproximadamente un 15% por encima de los valores nominales (estabilizado), y se reducirán durante las primeras semanas de funcionamiento. Después de este periodo, la potencia de salida se estabilizará en torno al valor nominal en función de las variaciones estacionales.

Ilustración 49: Características eléctricas NA-135G5

$$N_T = \frac{3700}{135} = 27.4 \approx 28 \text{ paneles}$$

Para el caso de silicio-amorfo, el número máximo de módulos que podríamos instalar en la pérgola es de 24, por lo tanto se descarta la posibilidad de utilizar esta tecnología en la instalación solar fotovoltaica aislada.

2.6. Teluro de Cadmio

2.6.1. Generador fotovoltaico

Para comenzar con el dimensionado, deberemos tener en cuenta las pérdidas por rendimiento del inversor, igual a 0,9.

Para el dimensionado del generador fotovoltaico aplicaremos la siguiente expresión:

$$P_{G,NOM} = \frac{F_{SG} * L_{dm}}{(G_{dm}(\beta)/I_{STC})}$$



$$\eta_{inversor} = 0.90$$

$$\text{Radicación mes de diseño } (G_{dm}): 3.15 \frac{kW}{m^2} \text{ Mes peor Diciembre}$$

$$\text{Consumo estimado } (L_{dm}): \frac{8356}{0.9} = 9284.44 \text{ Wh/día}$$

$$\text{Factor de seguridad generador } (F_{SG}): 1.25$$

$$\text{Nº días autonomía batería } (F_{SB}): 5$$

Sistema a 48V

$$P_{G,NOM} = \frac{F_{SG} * L_{dm}}{(G_{dm}(\beta)/I_{STC})} = \frac{1.25 * 9284.44 \text{ (Wh/día)}}{3.15 \text{ kW/m}^2 * \frac{1}{1000(W/m^2)}} = 3.684 kW_P \approx 3.7 kW_P$$

Por lo tanto, tendremos una sistema a 48 V y una potencia mínima del generador de 3.7 kWp de potencia nominal.

Para el cálculo del número de paneles, tendremos que tener en cuenta los datos del modulo a utilizar , módulo CdTe FS-272, del fabricante First Solar.

Parámetros eléctricos

Parámetros eléctricos según condiciones estándar de ensayo - STC (1000 W/m², 25 (+/- 2)° C, AM 1,5 según EN 6090-4)

Referencia	100285	100284	100287	100288	100270
Potencia [Wp]	62,50	65,00	67,50	70,00	72,50
Tolerancia de potencia [%]	+/- 5	+/- 5	+/- 5	+/- 5	+/- 5
Rendimiento [%]	8,68	9,03	9,38	9,72	10,07
Tensión en el punto de máxima potencia V_{mpp} [V]	62,50	63,70	64,60	67,10	67,90
Máx. corriente I_{mpp} [A]	1,00	1,02	1,05	1,04	1,07
Tensión en circuito abierto V_{oc} [V]	86,00	87,00	87,00	89,00	90,00
Corriente de cortocircuito I_{sc} [A]	1,17	1,17	1,18	1,19	1,19

Ilustración 50: Características eléctricas FS-272

$$N_T = \frac{3700}{72.5} = 51 \text{ paneles}$$

Para el caso de CdTe, el número máximo de módulos que podríamos instalar en la pérgola es de 45, por lo tanto se descarta la posibilidad de utilizar esta tecnología en la instalación solar fotovoltaica aislada.



3 Instalación fotovoltaica autoconsumo

3.1. Silicio Monocristalino

3.1.1. Generador fotovoltaico

Para comenzar con el dimensionado, deberemos tener en cuenta las pérdidas por rendimiento del inversor, igual a 0,9.

Para el dimensionado del generador fotovoltaico aplicaremos la siguiente expresión:

$$P_{G,NOM} = \frac{F_{SG} * L_{dm}}{(G_{dm}(\beta)/I_{STC})}$$

$$\eta_{inversor} = 0.90$$

$$\text{Radicación mes de diseño } (G_{dm}): 3.15 \frac{kW}{m^2} \text{ Mes peor Diciembre}$$

$$\text{Consumo estimado } (L_{dm}): \frac{8356}{0.9} = 9284.44 \text{ Wh/día}$$

$$\text{Factor de seguridad generador } (F_{SG}): 1.25$$

$$P_{G,NOM} = \frac{F_{SG} * L_{dm}}{(G_{dm}(\beta)/I_{STC})} = \frac{1.25 * 9284.44 \text{ (Wh/día)}}{3.15 \text{ kW/m}^2 * \frac{1}{1000 \text{ (W/m}^2\text{)}}} = 3.684 \text{ kW}_P \approx 3.7 \text{ kW}_P$$

Para el cálculo del número de paneles, tendremos que tener en cuenta los datos del modulo a utilizar ,módulo silicio monocristalino Q, PEAK-G3 280W.

ELECTRICAL CHARACTERISTICS						
PERFORMANCE AT STANDARD TEST CONDITIONS (STC: 1000 W/m², 25 °C, AM 1.5 G SPECTRUM) ¹						
NOMINAL POWER (+5 W/-0 W)		[W]	265	270	275	280
Average Power	P _{MPP}	[W]	267.5	272.5	277.5	282.5
Short Circuit Current	I _{SC}	[A]	9.15	9.25	9.35	9.45
Open Circuit Voltage	V _{OC}	[V]	37.91	38.21	38.51	38.81
Current at P _{MPP}	I _{MPP}	[A]	8.65	8.75	8.85	8.95
Voltage at P _{MPP}	V _{MPP}	[V]	30.94	31.16	31.37	31.58
Efficiency (Nominal Power)	η	[%]	≥15.9	≥16.2	≥16.5	≥16.8
PERFORMANCE AT NORMAL OPERATING CELL TEMPERATURE (NOCT: 800 W/m², 45 ±3 °C, AM 1.5 G SPECTRUM) ²						
NOMINAL POWER (+5 W/-0 W)		[W]	265	270	275	280
Average Power	P _{MPP}	[W]	197.0	200.7	204.3	208.0
Short Circuit Current	I _{SC}	[A]	7.38	7.46	7.54	7.62
Open Circuit Voltage	V _{OC}	[V]	35.07	35.35	35.62	35.90
Current at P _{MPP}	I _{MPP}	[A]	6.79	6.87	6.95	7.03
Voltage at P _{MPP}	V _{MPP}	[V]	29.01	29.21	29.41	29.60
¹ Measurement tolerances STC: ±3% (P _{MPP}); ±10% (I _{SC} , V _{OC} , I _{MPP} , V _{MPP})						
² Measurement tolerances NOCT: ±5% (P _{MPP}); ±10% (I _{SC} , V _{OC} , I _{MPP} , V _{MPP})						

¹ Measurement tolerances STC: ±3% (P_{MPP}); ±10% (I_{SC}, V_{OC}, I_{MPP}, V_{MPP})

² Measurement tolerances NOCT: ±5% (P_{MPP}); ±10% (I_{SC}, V_{OC}, I_{MPP}, V_{MPP})

Ilustración 51: Características eléctricas Q, PEAK-G3

$$N_T = \frac{3700}{280} = 13.21 \approx 14 \text{ paneles}$$



3.1.2. Inversor

Para el dimensionado del inversor, tendremos en cuenta la potencia del generador fotovoltaico (cuyo tamaño depende de la demanda de la vivienda y por lo tanto afecta al inversor).

$$P_{inv} = P_{generador} = 3920W$$

Para seleccionar el inversor, recurriremos al software Sunny Desing, donde podremos obtener la potencia y distribución de los paneles óptimos para nuestra instalación.

Configuración		Entrada A	Entrada B
Inversor:	SB 4000TL-21	Generador FV 1	Generador FV 1
Entradas independientes:	2	Número de módulos (entrada): 9	5
Potencia máx. de CC (cos φ = 1):	4,20 kW	Potencia de pico (de entrada): 2,52 kWp	1,40 kWp
Tensión de CC mín.:	125 V	Tensión normal: 257 V ✓	143 V ✓
(Tensión de red 230 V)		Tensión mín.: 227 V ✓	126 V ✓
Tensión máxima de CC (Inversor):	750 V	Máx. tensión: 384 V ✓	214 V ✓
Corriente de CC máx. (A/B):	15/15 A	Corriente máx. del generador: 9,0 A ✓	9,0 A ✓

Ilustración 52: Selección del inversor / Distribución de Strings

Al inversor se le conectará 1 string de 9 módulos en la entrada A y un string de 5 módulos en la entrada B.

El inversor seleccionado será Sunny Desing SB4000TL-21, que a diferencia de la conexión a red, este llevará incorporado el sistema PCM(Power Control Module), con el cual evitaremos la conexión a la red del excedente de la producción.

El objetivo del PCM es reducir la potencia real del inversor en cuanto se detecta la inyección de la energía fotovoltaica generada a la red pública. Puede reducir la potencia real entre el 100% y el 0%, referida a la potencia nominal del inversor.

3.1.2.1. Corrección de tensión y corriente debidas a la temperatura

A continuación se comprobará el cumplimiento de los rangos de tensión e intensidad con las temperaturas máximas y mínimas existentes en la zona. Esta temperatura definirá la



temperatura de la célula que es la que necesitamos para comprobar las variaciones de tensión e intensidad.

$$T_c = T_a + \frac{TONC - 20^\circ C}{800W/m^2} * I$$

- T_c : Temperatura de la célula ($^\circ C$).
- TONC: Temperatura de operación nominal de la célula($^\circ C$).
- T_a : Temperatura ambiente ($^\circ C$).
- G: Irradiancia, 1000 W/m² verano y 100 W/m² invierno

La temperatura ambiente será de -5° en invierno y $45^\circ C$ en verano. Las temperaturas de las células a temperatura ambiente serán las siguientes:

Invierno:

$$T_c = -5 + \frac{47 - 20^\circ C}{\frac{800W}{m^2}} \cdot 100 = -1.625^\circ C$$

Verano:

$$T_c = 45 + \frac{47 - 20^\circ C}{800W/m^2} \cdot 1000 = 78.75^\circ C$$

Con estas temperaturas y los valores de tensión y corriente disponibles en el catalogo solar, se calculan las variaciones de tensión y corriente debidas a la temperatura.

Para conocer la tensión de circuito abierto que se medirá a la salida de cada panel cuando están trabajando bajo unas condiciones de temperatura de célula diferente a $25^\circ C$, utilizamos la siguiente expresión:

$$V_{oc}' = V_{oc} + \Delta T \cdot \Delta V_{oc}$$

V_{oc}' : Tensión a circuito abierto del panel a una temperatura de la celula

V_{oc} : Tensión a circuito abierto en condiciones estandar de medida a $25^\circ C$

ΔT : Variación de temperatura de trabajo del panel y las condiciones estandar de medida

ΔV_{oc} : Coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel

Para conocer la corriente de cortocircuito que se producirá a la salida de cada panel cuando están trabajando bajo unas condiciones de temperatura de célula diferente a $25^\circ C$, utilizamos la siguiente expresión:

$$I_{sc}' = I_{sc} + \Delta T \cdot \Delta I_{sc}$$

I_{sc}' : Corriente de cortocircuito del panel a una temperatura de la celula

I_{sc} : Corriente de cortocircuito en condiciones estandar de medida a $25^\circ C$

ΔT : Coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito del panel



ΔI_{sc} : Coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel

Invierno:

$$V_{oc} = 38.81$$

$$\Delta V_{oc} = -128.1 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$$

$$V_{oc}' = 38.81 + (-1.625 - 25) \cdot -128.1 \text{ mV}/^{\circ}\text{C} = 42.22 \text{ V}$$

$$I_{sc} = 9.45 \text{ A}$$

$$\Delta I_{sc} = 3.78 \text{ mA}/^{\circ}\text{C}$$

$$I_{sc}' = 9.45 + (-1.625 - 25) \cdot 3.78 \text{ mA}/^{\circ}\text{C} = 9.34 \text{ A}$$

Verano:

$$V_{oc} = 38.81$$

$$\Delta V_{oc} = -128.1 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$$

$$V_{oc}' = 38.81 + (78.75 - 25) \cdot -128.1 \text{ mV}/^{\circ}\text{C} = 31.92$$

$$I_{sc} = 9.45 \text{ A}$$

$$\Delta I_{sc} = 3.78 \text{ mA}/^{\circ}\text{C}$$

$$I_{sc}' = 9.45 + (78.75 - 25) \cdot 3.78 \text{ mA}/^{\circ}\text{C} = 9.65 \text{ A}$$

Parámetro	Invierno	Verano
V_{oc}'	42.22 V	31.92 V
I_{sc}'	9.34 A	9.65 A

Para la corriente, se tendrá la corriente de cortocircuito, que será la máxima, y la corriente del punto de máxima potencia; Para el voltaje se tendrá la tensión de circuito abierto, que es la máxima posible, y la tensión del punto de máxima potencia.

La relación que será usada para el cálculo de la mínima intensidad y tensión a partir de los valores de V_{oc} y I_{sc} mínimos es:

$$\frac{I_{mpp}}{I_{sc}} = \frac{8.95}{9.45} = 0.947 \quad \frac{V_{mpp}}{V_{oc}} = \frac{31.58}{38.81} = 0.8137$$

Valores mínimos corregidos con estos coeficientes:

Parámetro	Invierno	Verano
V_{oc}'	42.22 V	25.97 V*
I_{sc}'	8.84 A*	9.65 A



En la tabla de características del inversor STP 4000TL-20 la tensión máxima a la entrada del mismo es de 750(V), mientras que el rango de tensión MPP es de 125-500(V). Su corriente máxima de entrada es de 15 A.

La tensión mínima del sistema completo será multiplicar el string de 5 módulos por la tensión mínima, es decir 5 paneles por 25,97 V, lo que nos da un valor de 129.85 V. La tensión máxima se corresponderá a la multiplicación 9 paneles por 42.22 V, lo que nos da un valor de 379.98 V. Para obtener el valor máximo del punto de máxima potencia, multiplicaremos el valor anterior por 0.8137, lo que nos da 309.18 V < 500 V. Se observa que ninguna tensión supera los 750 V de tensión de entrada máxima.

La intensidad máxima será de 9.65 A, no sobrepasando los 15 A de entrada del inversor.

3.1.3. Instalación eléctrica necesaria

3.1.3.1. Cableado

Toda la instalación utilizará cables de cobre y se realizará por conductores aislados en el interior de tubos empotrados en obra.

Las intensidades máximas admisibles serán las indicadas en la tabla de la Norma UNE 20460-5-523 para una instalación B1 (cables de cobre aislados en el interior de tubos empotrados) para PVC2.

TABLA A. 52-1 bis:
INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS AL AIRE (40 °C)

Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento													
A1			PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C						
A2		PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C							
B1					PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C			
B2				PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C					
C						PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C		
D*		VER SIGUIENTE TABLA											
E							PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C	
F								PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C
Cobre	mm ²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	25
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	34
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	59
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	82
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	109	118	130	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	150	164	188	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	171	188	205	236	260	278	299	322	343	363	404	438
	185	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500
	240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590
	300	259	285	311	349	396	423	461	516	547	640	674	713

Tabla 45:A52-1bis. Intensidades admisibles



El REBT en su ITC-BT-21 establece que los tubos serán rígidos, curvables o flexibles empotrados en obras de fábrica (paredes, techos y falsos techos), huecos de la construcción o canales protectoras de obra y empotrados embebidos en hormigón.

Los tubos deberán tener un diámetro tal que permitan un fácil alojamiento y extracción de los cables o conductores aislados. En la siguiente tabla figuran los diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir:

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	20
2,5	12	16	20	20	20
4	12	16	20	20	25
6	12	16	25	25	25
10	16	25	25	32	32
16	20	25	32	32	40
25	25	32	40	40	50
35	25	40	40	50	50
50	32	40	50	50	63
70	32	50	63	63	63
95	40	50	63	75	75
120	40	63	75	75	--
150	50	63	75	--	--
185	50	75	--	--	--
240	63	75	--	--	--

Tabla 46: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir

Los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión en el tramo de corriente continua sea igual o inferior al 1.5% y en el tramo de corriente alterna sea igual o inferior al 2%.

3.1.3.1.1. Cableado Corriente continua

Calculo de la sección por corriente máxima admisible:

Se sobredimensionaran los cables e manera que soporten la máxima corriente posible. Para ello, se deberán cumplir los valores de corriente máxima permitida por los cables que se fijan en el REBT.

$$I_{max,a} > 1.25 \times I_{max,r} \Rightarrow 1.25 \times 9.65 = 12.06 A$$

Se considerara una temperatura ambiente de 50°C, por lo que el factor de corrección será de 0.82 según la tabla siguiente:

Aislamiento	Temperatura ambiente (θ _a) (°C)										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Tipo PVC (termoplástico)	1,40	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78

Tabla 47: Factor de corrección por temperatura ambiente



Por lo que la intensidad máxima admisible será de 14.7 A, seleccionándose una sección de 1.5mm², que admite hasta 15A.

Calculo de la sección por caída de tensión máxima:

Para el cálculo de la sección en este tramo tendremos en cuenta un 1.5% de caída de tensión.

La longitud del cableado de continua será la distancia del string más grande.

$$S_R = \frac{2 \times L_{rama} \times I \times \rho}{\Delta V_{rama} \times U} = \frac{2 \times 15 \times 9.65 \times 0.021}{0.015 \times 309.18} = 1.31 = 2.5 \text{ mm}^2$$

Para determinar las pérdidas totales del ramal se utiliza la siguiente expresión:

$$\theta_{R(2.5\text{mm}^2)} = \frac{2 \times L_R \times I \times \rho}{U \times S_R} = \frac{2 \times 15 \times 9.65 \times 0.021}{309.18 \times 2.5} = 0.78\% < 1.5\% \text{ (Valido)}$$

Según la tabla de la norma UNE 20460-5-523 de intensidades admisibles para una instalación B1 (cables de cobre aislados en el interior de tubos empotrados) para PVC2, una intensidad de 9.65A es admisible con una sección de 2.5 mm², que admite hasta 21A. Para una sección nominal de los conductores de 2.5 mm², el diámetro exterior del tubo debe ser como mínimo de 16 mm.

3.1.3.1.2. Cableado Corriente Alterna

En este tramo tendremos una caída de tensión máxima del 2%.

La intensidad en corriente continua demandada por el inversor, será la solicitada por los receptores de corriente alterna considerando el rendimiento del inversor.

$$I_{CA} = \frac{P_{inv}}{V} = \frac{4000}{230} = 17.39 \text{ A}$$

Por seguridad, se debe diseñar el cableado para soportar al menos un 125% de esta corriente, cumpliendo con lo indicado en el REBT para instalaciones generadoras, por lo que tendría que soportar como mínimo el paso de una corriente de 21.73 A.

Por el criterio de caída de tensión máxima:

$$S_{CA} = \frac{2 \times L_{CA} \times I_{N(INV)} \times \cos\varphi \times \rho}{2\% \times U_N} = \frac{2 \times 45 \times 17.39 \times 0.9 \times 0.021}{0.02 \times 230} = 7.14 \text{ mm}^2 = 10 \text{ mm}^2$$

De la norma UNE 20460-5-523, usamos la tabla A 52-1 bis. En este caso, seleccionaremos una sección de 10 mm². Las pérdidas totales deberán ser inferiores al 1%:

$$\theta_{CA(10\text{mm}^2)} = \frac{2 \times L_{CA} \times I_{N(INV)} \times \cos\varphi \times \rho}{S_{CA} \times U_N} = \frac{2 \times 45 \times 17.39 \times 0.9 \times 0.021}{10 \times 230} = 1.2\% > 1\% \text{ (No valido)}$$

$$\theta_{CA(16\text{mm}^2)} = \frac{2 \times L_{CA} \times I_{N(INV)} \times \cos\varphi \times \rho}{S_{CA} \times U_N} = \frac{2 \times 45 \times 17.39 \times 0.9 \times 0.021}{16 \times 230} = 0.8\% < 1\% \text{ (Valido)}$$



Según la tabla de la norma UNE 20460-5-523 de intensidades admisibles para una instalación B1 (cables de cobre aislados en el interior de tubos empotrados) para PVC2, una intensidad de 27.16 A es admisible con una sección de 16 mm², que admite hasta 66A. Para una sección nominal de los conductores de 16 mm², el diámetro exterior del tubo debe ser como mínimo de 25 mm.

3.1.3.1.3. Cableado de protección

Para la protección de la instalación, el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión , según la norma ITC-BT-18 “ Instalaciones de puesta a tierra “ establece que deben conectarse correctamente todas las masas metálicas de una instalación con tierra, con el objeto del imitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

La puesta o conexión a tierra se define como una unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo.

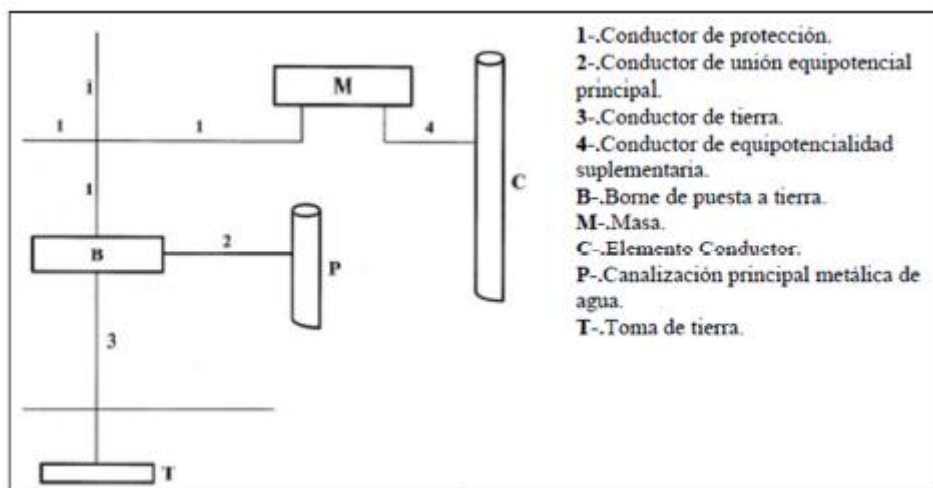


Ilustración 53: Representación de un circuito de puesta a tierra

Los conductores de protección sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos.

En el circuito de conexión a tierra, los conductores de protección unirán las masas al conductor de tierra.

La sección de los conductores de protección será la indicada en la siguiente tabla:

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm ²)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm ²)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Ilustración 54: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase

Por lo tanto, según la tabla anterior, la sección mínima a emplear para el cableado de corriente continua es de 2.5 mm² y para el tramo de corriente alterna 16mm².



3.1.4. Protecciones

El objetivo de las protecciones consistirá en mantener la instalación en funcionamiento normal sin perjuicios provocados a causa de agentes externos, o accidentes fortuitos. En toda instalación eléctrica es necesaria la instalación de elementos de protección contra sobrecargas y cortocircuitos, así como todo tipo de contactos indirectos que puedan provocarse. Las protecciones se separan según la zona de la instalación, separando la zona de corriente continua de la zona de corriente alterna.

Además de las protecciones de la instalación, el propio inversor lleva incorporadas las siguientes protecciones:

Dispositivos de protección	
Punto de desconexión en el lado de entrada	De serie
Monitorización de toma a tierra / de red	De serie / De serie
Protección contra polarización inversa de CC / resistencia al cortocircuito de CA / con separación galvánica	De serie / De serie / —
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	De serie
Clase de protección (según IEC 62103) / categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I / III

Ilustración 55: Protecciones incorporadas en el inversor

3.1.4.1. Protecciones Corriente Continua

Las protecciones a diseñar en la parte de corriente continua serán los interruptores magnetotérmicos que irán instalados en una caja cercana al string que permitirán su desconexión y los fusibles que irán montados en bases portafusibles.

El magnetotérmico protege frente a sobrecargas y sobreintensidades y permite separar con todas las garantías la instalación fotovoltaica de la red para trabajos de reparación y/o mantenimiento.

Para el diseño del magnetotérmico se tiene que cumplir que:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$



Siendo I_b la intensidad de diseño de la línea 9.65 A, I_n la intensidad nominal del magnetotérmico seleccionado, e I_z la intensidad máxima del cable.

$$9.65 \text{ A} \leq I_n \leq 21 \text{ A} \quad I_n = 16 \text{ A}$$

Por lo tanto se escogerá un magnetotérmico bipolar de 16 A que cumple con las condiciones descritas anteriormente.

Para diseñar un fusible, tendremos que cumplir que:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$1.6 I_n \leq 1.45 I_z$$

Siendo I_b la intensidad del circuito según la previsión de cargas 9.65 A, I_n la intensidad nominal del fusible seleccionado, e I_z la intensidad máxima del cable.

$$9.65 \text{ A} \leq I_n \leq 21 \text{ A} \quad I_n = 16 \text{ A}$$

$$1.6 I_n = 1.6 * 16 = 25.6 \text{ A} \leq 1.45 I_z = 1.45 * 125 = 30.45 \text{ A} \quad (\text{Cumple})$$

Por lo tanto el fusible seleccionado será Fusible NH gG de 16 A y una tensión de 500V.

3.1.4.2. Protecciones Corriente Alterna

Para el diseño del magnetotérmico se tiene que cumplir que:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

Siendo I_b la intensidad de diseño de la línea 17.39 A, I_n la intensidad nominal del magnetotérmico seleccionado, e I_z la intensidad máxima del cable.

$$17.39 \text{ A} \leq I_n \leq 66 \text{ A} \quad I_n = 32 \text{ A}$$

Por lo tanto se escogerá un magnetotérmico bipolar de 32 A que cumple con las condiciones descritas anteriormente.

Para diseñar un fusible, tendremos que cumplir que:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$1.6 I_n \leq 1.45 I_z$$



Siendo I_b la intensidad del circuito según la previsión de cargas 21.73 A, I_n la intensidad nominal del fusible seleccionado, e I_z la intensidad máxima del cable.

$$17.39 \text{ A} \leq I_n \leq 66 \text{ A} \quad I_n = 32 \text{ A}$$

$$1.6 I_n = 1.6 * 32 = 51.2 \text{ A} \leq 1.45 I_z = 1.45 * 66 = 95.7 \text{ A} \quad (\text{valido})$$

Por lo tanto el fusible seleccionado será Fusible NH gG de 32 A y una tensión de 500V.

3.2. Silicio Policristalino

3.2.1. Generador fotovoltaico

Para comenzar con el dimensionado, deberemos tener en cuenta las pérdidas por rendimiento del inversor, igual a 0,9.

Para el dimensionado del generador fotovoltaico aplicaremos la siguiente expresión:

$$P_{G,NOM} = \frac{F_{SG} * L_{dm}}{(G_{dm}(\beta)/I_{STC})}$$

$$\eta_{inversor} = 0.90$$

$$\text{Radicación mes de diseño } (G_{dm}): 3.15 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \text{ Mes peor Diciembre}$$

$$\text{Consumo estimado } (L_{dm}): \frac{8356}{0.9} = 9284.44 \text{ Wh/día}$$

$$\text{Factor de seguridad generador } (F_{SG}): 1.25$$

$$P_{G,NOM} = \frac{F_{SG} * L_{dm}}{(G_{dm}(\beta)/I_{STC})} = \frac{1.25 * 9284.44 \text{ (Wh/día)}}{3.15 \text{ kW/m}^2 * \frac{1}{1000 \text{ (W/m}^2\text{)}}} = 3.684 \text{ kW}_p \approx 3.7 \text{ kW}_p$$

Para el cálculo del número de paneles, tendremos que tener en cuenta los datos del modulo a utilizar, módulo policristalino Q.PRO L300, del fabricante QCELLS.

ELECTRICAL CHARACTERISTICS							
PERFORMANCE AT STANDARD TEST CONDITIONS (STC: 1000 W/M², 25 °C, AM 1.5 G SPECTRUM) ¹							
NOMINAL POWER (+5 W/-0 W)		[W]	295	300	305	310	315
Average Power	P _{MPP}	[W]	297.5	302.5	307.5	312.5	317.5
Short Circuit Current	I _{SC}	[A]	8.89	8.93	8.97	9.01	9.06
Open Circuit Voltage	V _{OC}	[V]	44.99	45.27	45.56	45.84	46.13
Current at P _{MPP}	I _{MPP}	[A]	8.28	8.34	8.40	8.47	8.53
Voltage at P _{MPP}	V _{MPP}	[V]	35.94	36.27	36.59	36.91	37.23
Efficiency (Nominal Power)	η	[%]	≥ 15.3	≥ 15.5	≥ 15.8	≥ 16.0	≥ 16.3

Ilustración 56: Características eléctricas Q.PRO L300



$$N_T = \frac{3700}{300} = 12.33 \approx 13 \text{ paneles}$$

3.2.2. Inversor

Para el dimensionado del inversor, tendremos en cuenta la potencia del generador fotovoltaico (cuyo tamaño depende de la demanda de la vivienda y por lo tanto afecta al inversor).

$$P_{inv} = P_{generador} = 3900 \text{ W}$$

Para seleccionar el inversor, recurriremos al software Sunny Desing, donde podremos obtener la potencia y distribución de los paneles óptimos para nuestra instalación.

Compatible con FV/inversor		Entrada A	Entrada B
Inversor:	SB 4000TL-21	Generador FV 1	Generador FV 1
Entradas independientes:	2	Número de módulos (entrada): 8	5
Potencia máx. de CC (cos φ = 1):	4,20 kW	Potencia de pico (de entrada): 2,40 kWp	1,50 kWp
Tensión de CC mín.:	125 V	Tensión normal: 261 V ✓	163 V ✓
(Tensión de red 230 V)		Tensión mín.: 230 V ✓	144 V ✓
Tensión máxima de CC (Inversor):	750 V	Máx. tensión: 399 V ✓	249 V ✓
Corriente de CC máx. (A/B):	15/15 A	Corriente máx. del generador: 8,3 A ✓	8,3 A ✓

Ilustración 57: Selección del inversor / Distribución de Strings

Al inversor se le conectará 1 string de 8 módulos en la entrada A y un string de 5 módulos en la entrada B.

El inversor seleccionado será Sunny Desing SB4000TL-21, que a diferencia de la conexión a red, este llevará incorporado el sistema PCM (Power Control Module), con el cual evitaremos la conexión a la red del excedente de la producción.

El objetivo del PCM es reducir la potencia real del inversor en cuanto se detecta la inyección de la energía fotovoltaica generada a la red pública. Puede reducir la potencia real entre el 100% y el 0%, referida a la potencia nominal del inversor.

**3.2.2.1. Corrección de tensión y corriente debidas a la temperatura**

A continuación se comprobará el cumplimiento de los rangos de tensión e intensidad con las temperaturas máximas y mínimas existentes en la zona. Esta temperatura definirá la temperatura de la célula que es la que necesitamos para comprobar las variaciones de tensión e intensidad.

$$T_c = T_a + \frac{TNOC - 20^{\circ}\text{C}}{800\text{W}/\text{m}^2}$$

- T_c : Temperatura de la célula ($^{\circ}\text{C}$).
- TONC: Temperatura de operación nominal de la célula($^{\circ}\text{C}$).
- T_a : Temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$).
- G: Irradiancia, 1000 W/m² verano y 100 W/m² invierno

La temperatura ambiente será de -5° en invierno y 45°C en verano. Las temperaturas de las células a temperatura ambiente serán las siguientes:

Invierno:

$$T_c = -5 + \frac{47 - 20^{\circ}\text{C}}{\frac{800\text{W}}{\text{m}^2}} \cdot 100 = -1.625^{\circ}\text{C}$$

Verano:

$$T_c = 45 + \frac{47 - 20^{\circ}\text{C}}{800\text{W}/\text{m}^2} \cdot 1000 = 78.75^{\circ}\text{C}$$

Con estas temperaturas y los valores de tensión y corriente disponibles en el catalogo solar, se calculan las variaciones de tensión y corriente debidas a la temperatura.

Para conocer la tensión de circuito abierto que se medirá a la salida de cada panel cuando están trabajando bajo unas condiciones de temperatura de célula diferente a 25°C , utilizamos la siguiente expresión:

$$V_{oc}' = V_{oc} + \Delta T \cdot \Delta V_{oc}$$

V_{oc}' : Tensión a circuito abierto del panel a una temperatura de la celula

V_{oc} : Tensión a circuito abierto en condiciones estandar de medida a 25°C

ΔT : Variación de temperatura de trabajo del panel y las condiciones estandar de medida

ΔV_{oc} : Coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel

Para conocer la corriente de cortocircuito que se producirá a la salida de cada panel cuando están trabajando bajo unas condiciones de temperatura de célula diferente a 25°C , utilizamos la siguiente expresión:

$$I_{sc}' = I_{sc} + \Delta T \cdot \Delta I_{sc}$$



I_{sc}' : Corriente de cortocircuito del panel a una temperatura de la célula

I_{sc} : Corriente de cortocircuito en condiciones estándar de medida a 25°C

ΔT : Coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito del panel

ΔI_{sc} : Coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel

Invierno:

$$V_{oc} = 45.27V$$

$$\Delta V_{oc} = -128.1mV/^{\circ}C$$

$$V_{oc}' = 45.27 + (-1.625 - 25) \cdot -128.1mV/^{\circ}C = 48.68 V$$

$$I_{sc} = 8.93A$$

$$\Delta I_{sc} = 3.78 mA/^{\circ}C$$

$$I_{sc}' = 8.93 + (-1.625 - 25) \cdot 3.78 mA/^{\circ}C = 8.829A$$

Verano:

$$V_{oc} = 45.27V$$

$$\Delta V_{oc} = -128.1mV/^{\circ}C$$

$$V_{oc}' = 45.27 + (78.75 - 25) \cdot -128.1mV/^{\circ}C = 38.38 V$$

$$I_{sc} = 8.93A$$

$$\Delta I_{sc} = 3.78 mA/^{\circ}C$$

$$I_{sc}' = 8.93 + (78.75 - 25) \cdot 3.78 mA/^{\circ}C = 9.13 A$$

Parámetro	Invierno	Verano
V_{oc}'	48.68 V	38.38 V
I_{sc}'	8.829 A	9.13 A

Para la corriente, se tendrá la corriente de cortocircuito, que será la máxima, y la corriente del punto de máxima potencia; Para el voltaje se tendrá la tensión de circuito abierto, que es la máxima posible, y la tensión del punto de máxima potencia.

La relación que será usada para el cálculo de la mínima intensidad y tensión a partir de los valores de V_{oc} y I_{sc} mínimos es:

$$\frac{I_{mpp}}{I_{sc}} = \frac{8.34}{8.93} = 0.933 \quad \frac{V_{mpp}}{V_{oc}} = \frac{36.27}{45.27} = 0.8011$$

Valores mínimos corregidos con estos coeficientes:



Parámetro	Invierno	Verano
V_{oc}'	48.68 V	30.74 V*
I_{sc}'	8.23A*	9.13 A

En la tabla de características del inversor STP 4000TL-20 la tensión máxima a la entrada del mismo tiene que ser de 750 (v), mientras que el rango de tensión MPP es de 125-500(v). Su corriente máxima de entrada es de 15 A.

La tensión mínima del sistema completo será multiplicar el string más pequeño disponible por la tensión mínima, es decir 5 paneles por 30.74 V, lo que nos da un valor de 153.77 V. La tensión máxima se corresponderá a la multiplicación de 9 paneles por 48.68 V, lo que nos da un valor de 438.12. Para obtener el valor máximo del punto de máxima potencia, multiplicaremos el valor anterior por 0.8011, lo que nos da 356 V < 500 V. Se observa que ninguna tensión supera los 750 V de tensión de entrada máxima.

La intensidad máxima será de 9.13 A, no sobrepasando los 15 A de entrada del inversor.

3.2.3.Instalación eléctrica necesaria

3.2.3.1. Cableado

Toda la instalación utilizará cables de cobre y se realizará por conductores aislados en el interior de tubos empotrados en obra. Las intensidades máximas admisibles serán las indicadas en la tabla de la Norma UNE 20460-5-523 para una instalación B1 (cables de cobre aislados en el interior de tubos empotrados) para PVC2.



TABLA A. 52-1 bis:
INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS AL AIRE (40 °C)

Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento													
A1			PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C						
A2		PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C							
B1					PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C			
B2				PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C					
C						PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C		
D*		VER SIGUIENTE TABLA											
E							PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C	
F								PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C
Cobre	mm ²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	25
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	34
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	59
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	82
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	109	118	130	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	150	164	188	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	171	188	205	236	260	278	299	322	343	363	404	438
	185	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500
	240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590
	300	259	285	311	349	396	423	461	516	547	640	674	713

Tabla 48: A.52-1 bis. Intensidades admisibles

El REBT en su ITC-BT-21 establece que los tubos serán rígidos, curvables o flexibles empotrados en obras de fábrica (paredes, techos y falsos techos), huecos de la construcción o canales protectoras de obra y empotrados embebidos en hormigón.

Los tubos deberán tener un diámetro tal que permitan un fácil alojamiento y extracción de los cables o conductores aislados. En la siguiente tabla figuran los diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir:

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	20
2,5	12	16	20	20	20
4	12	16	20	20	25
6	12	16	25	25	25
10	16	25	25	32	32
16	20	25	32	32	40
25	25	32	40	40	50
35	25	40	40	50	50
50	32	40	50	50	63
70	32	50	63	63	63
95	40	50	63	75	75
120	40	63	75	75	--
150	50	63	75	--	--
185	50	75	--	--	--
240	63	75	--	--	--

Tabla 49: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir



Los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión en el tramo de corriente continua sea igual o inferior al 1.5% y en el tramo de corriente alterna sea igual o inferior al 2%.

3.2.3.1.1. Cableado Corriente continua

Calculo de la sección por corriente máxima admisible:

Se sobredimensionaran los cables e manera que soporten la máxima corriente posible. Para ello, se deberán cumplir los valores de corriente máxima permitida por los cables que se fijan en el REBT.

$$I_{max,a} > 1.25 \times I_{max,r} \Rightarrow 1.25 \times 9.13 = 11.41 \text{ A}$$

Se considerara una temperatura ambiente de 50°C, por lo que el factor de corrección será de 0.82 según la tabla siguiente:

Aislamiento	Temperatura ambiente (t _a) (°C)										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Tipo PVC (termoplástico)	1,40	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78

Tabla 50: Factor de corrección por temperatura

Por lo que la intensidad máxima admisible será de 13.91 A, seleccionándose una sección de 1.5 mm², que admite hasta 15A.

Calculo de la sección por caída de tensión máxima:

Para el cálculo de la sección en este tramo tendremos en cuenta un 1.5% de caída de tensión.

La longitud del cableado de continua será la distancia del string más grande.

$$S_R = \frac{2 \times L_{rama} \times I \times \rho}{\Delta V_{rama} \times U} = \frac{2 \times 15 \times 9.13 \times 0.021}{0.015 \times 356} = 1.077 = 2.5 \text{ mm}^2$$

Para determinar las pérdidas totales del ramal se utiliza la siguiente expresión:

$$\theta_{R(2.5 \text{ mm}^2)} = \frac{2 \times L_R \times I \times \rho}{U \times S_R} = \frac{2 \times 15 \times 9.13 \times 0.021}{356 \times 2.5} = 0.64\% < 1.5\% \text{ (Valido)}$$

Según la tabla de la norma UNE 20460-5-523 de intensidades admisibles para una instalación B1 (cables de cobre aislados en el interior de tubos empotrados) para PVC2, una intensidad de 9.13A es admisible con una sección de 2.5 mm², que admite hasta 21A. Para una sección nominal de los conductores de 2.5 mm², el diámetro exterior del tubo debe ser como mínimo de 16 mm.



3.2.3.1.2. Cableado Corriente Alterna

En este tramo tendremos una caída de tensión máxima del 2%.

La intensidad en corriente continua demandada por el inversor, será la solicitada por los receptores de corriente alterna considerando el rendimiento del inversor.

$$I_{CA} = \frac{P_{inv}}{V} = \frac{4000}{230} = 17.39 \text{ A}$$

Por seguridad, se debe diseñar el cableado para soportar al menos un 125% de esta corriente, cumpliendo con lo indicado en el REBT para instalaciones generadoras, por lo que tendría que soportar como mínimo el paso de una corriente de 21.73 A.

Por el criterio de caída de tensión máxima:

$$S_{CA} = \frac{2 * L_{CA} * I_{N(INV)} * \cos\varphi * \rho}{2\% * U_N} = \frac{2 * 45 * 17.39 * 0.9 * 0.021}{0.02 * 230} = 7.14 \text{ mm}^2 = 10 \text{ mm}^2$$

De la norma UNE 20460-5-523, usamos la tabla A 52-1 bis. En este caso, seleccionaremos una sección de 10 mm². Las pérdidas totales deberán ser inferiores al 1%:

$$\theta_{CA(10\text{mm}^2)} = \frac{2 * L_{CA} * I_{N(INV)} * \cos\varphi * \rho}{S_{CA} * U_N} = \frac{2 * 45 * 17.39 * 0.9 * 0.021}{10 * 230} = 1.28\% > 1\% \text{ (No valido)}$$

$$\theta_{CA(16\text{mm}^2)} = \frac{2 * L_{CA} * I_{N(INV)} * \cos\varphi * \rho}{S_{CA} * U_N} = \frac{2 * 45 * 17.39 * 0.9 * 0.021}{16 * 230} = 0.8\% < 1\% \text{ (valido)}$$

Según la tabla de la norma UNE 20460-5-523 de intensidades admisibles para una instalación B1 (cables de cobre aislados en el interior de tubos empotrados) para PVC2, una intensidad de 21.73 A es admisible con una sección de 16 mm², que admite hasta 66A. Para una sección nominal de los conductores de 16 mm², el diámetro exterior del tubo debe ser como mínimo de 25 mm.

3.2.3.1.3. Cableado de protección

Para la protección de la instalación, el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión , según la norma ITC-BT-18 “ Instalaciones de puesta a tierra “ establece que deben conectarse correctamente todas las masas metálicas de una instalación con tierra, con el objeto del imitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

La puesta o conexión a tierra se define como una unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo.

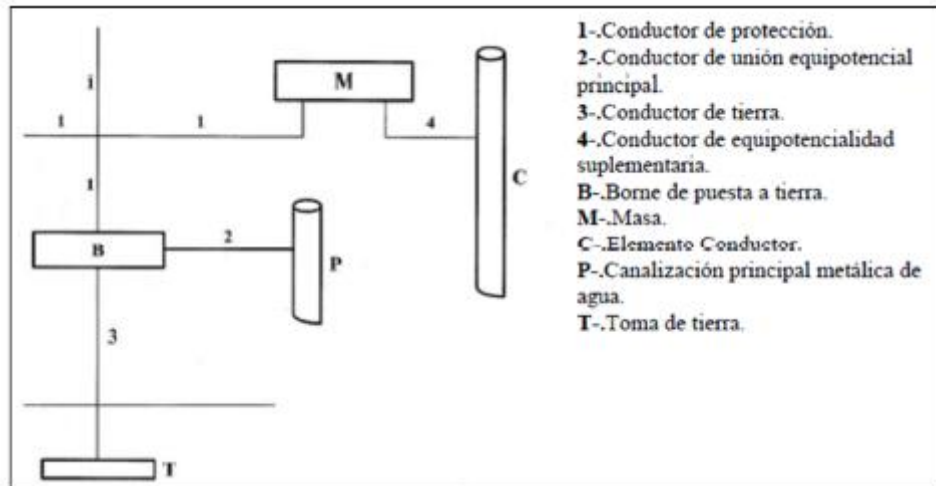


Ilustración 58: Representación de un circuito de puesta a tierra

Los conductores de protección sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos.

En el circuito de conexión a tierra, los conductores de protección unirán las masas al conductor de tierra.

La sección de los conductores de protección será la indicada en la siguiente tabla:

Sección de los conductores de fase de la instalación $S \text{ (mm}^2\text{)}$	Sección mínima de los conductores de protección $S_p \text{ (mm}^2\text{)}$
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Ilustración 59: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase

Por lo tanto, según la tabla anterior, la sección mínima a emplear para el cableado de corriente continua es de 2.5mm² y para el tramo de corriente alterna 16mm².

3.2.4. Protecciones

El objetivo de las protecciones consistirá en mantener la instalación en funcionamiento normal sin perjuicios provocados a causa de agentes externos, o accidentes fortuitos. En toda instalación eléctrica es necesaria la instalación de elementos de protección contra sobrecargas y cortocircuitos, así como todo tipo de contactos indirectos que puedan provocarse. Las protecciones se separan según la zona de la instalación, separando la zona de corriente continua de la zona de corriente alterna.

Además de las protecciones de la instalación, el propio inversor lleva incorporadas las siguientes protecciones:



Dispositivos de protección	
Punto de desconexión en el lado de entrada	De serie
Monitorización de toma a tierra / de red	De serie / De serie
Protección contra polarización inversa de CC / resistencia al cortocircuito de CA / con separación galvánica	De serie / De serie / —
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	De serie
Clase de protección (según IEC 62103) / categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I / III

Ilustración 60: Protecciones incorporadas en el inversor

3.2.4.1. Protecciones Corriente Continua

Las protecciones a diseñar en la parte de corriente continua serán los interruptores magnetotérmicos que irán instalados en una caja cercana al string que permitirán su desconexión y los fusibles que irán montados en bases portafusibles.

El magnetotérmico protege frente a sobrecargas y sobreintensidades y permite separar con todas las garantías la instalación fotovoltaica de la red para trabajos de reparación y/o mantenimiento.

Para el diseño del magnetotérmico se tiene que cumplir que:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

Siendo I_b la intensidad de diseño de la línea 9.13 A, I_n la intensidad nominal del magnetotérmico seleccionado, e I_z la intensidad máxima del cable.

$$9.13A \leq I_n \leq 21 A \quad I_n = 16A$$

Por lo tanto se escogerá un magnetotérmico bipolar de 16 A que cumple con las condiciones descritas anteriormente.

Para diseñar un fusible, tendremos que cumplir que:



$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$1.6 I_n \leq 1.45 I_z$$

Siendo I_b la intensidad del circuito según la previsión de cargas 9.13 A, I_n la intensidad nominal del fusible seleccionado, e I_z la intensidad máxima del cable.

$$9.13 \text{ A} \leq I_n \leq 21 \text{ A} \quad I_n = 16 \text{ A}$$

$$1.6 I_n = 1.6 * 16 = 25.6 \text{ A} \leq 1.45 I_z = 1.45 * 21 = 30.45 \text{ A} \quad (\text{Valido})$$

Por lo tanto el fusible seleccionado será Fusible NH gG de 16 A y una tensión de 500V.

3.2.4.2. Protecciones Corriente Alterna

Para el diseño del magnetotérmico se tiene que cumplir que:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

Siendo I_b la intensidad de diseño de la línea 17.39 A, I_n la intensidad nominal del magnetotérmico seleccionado, e I_z la intensidad máxima del cable.

$$17.39 \text{ A} \leq I_n \leq 66 \text{ A} \quad I_n = 32 \text{ A}$$

Por lo tanto se escogerá un magnetotérmico bipolar de 32A que cumple con las condiciones descritas anteriormente.

Para diseñar un fusible, tendremos que cumplir que:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$1.6 I_n \leq 1.45 I_z$$

Siendo I_b la intensidad del circuito según la previsión de cargas 17.39 A, I_n la intensidad nominal del fusible seleccionado, e I_z la intensidad máxima del cable.

$$17.39 \text{ A} \leq I_n \leq 66 \text{ A} \quad I_n = 32 \text{ A}$$

$$1.6 I_n = 1.6 * 32 = 51.2 \text{ A} \leq 1.45 I_z = 1.45 * 66 = 95.7 \text{ A} \quad (\text{valido})$$

Por lo tanto el fusible seleccionado será Fusible NH gG de 32A y una tensión de 500V.

3.3. Silicio Amorfo

3.3.1. Generador fotovoltaico

Para comenzar con el dimensionado, deberemos tener en cuenta las pérdidas por rendimiento del inversor, igual a 0,9.



Para el dimensionado del generador fotovoltaico aplicaremos la siguiente expresión:

$$P_{G,NOM} = \frac{F_{SG} * L_{dm}}{(G_{dm}(\beta)/I_{STC})}$$

$$\eta_{inversor} = 0.90$$

$$\text{Radicación mes de diseño } (G_{dm}): 3.15 \frac{kW}{m^2} \text{ Mes peor Diciembre}$$

$$\text{Consumo estimado } (L_{dm}): \frac{8356}{0.9} = 9284.44 \text{ Wh/día}$$

$$\text{Factor de seguridad generador } (F_{SG}): 1.25$$

$$P_{G,NOM} = \frac{F_{SG} * L_{dm}}{(G_{dm}(\beta)/I_{STC})} = \frac{1.25 * 9284.44 \text{ (Wh/día)}}{3.15 \text{ kW/m}^2 * \frac{1}{1000(W/m^2)}} = 3.684 kW_P \approx 3.7 kW_P$$

Para el cálculo del número de paneles, tendremos que tener en cuenta los datos del módulo a utilizar, módulo silicio-amorfo NA-E135G5, del fabricante SHARP

DATOS ELÉCTRICOS (STC)											
		Valores nominales					Valores iniciales				
		NA-E135G5	NA-E130G5	NA-E125G5	NA-E120G5	NA-E115G5	NA-E135G5	NA-E130G5	NA-E125G5	NA-E120G5	NA-E115G5
Potencia nominal	P _{max}	135	130	125	120	115	155,2	149,5	143,7	138,0	132,2
Tensión en circuito abierto	V _{oc}	61,3	60,4	59,7	59,1	58,6	61,8	61,1	60,4	59,7	59,0
Corriente de cortocircuito	I _{sc}	3,41	3,41	3,37	3,33	3,26	3,51	3,47	3,43	3,39	3,35
Tensión en el punto de máxima potencia	V _{mpp}	47,0	46,1	45,5	44,9	44,5	49,3	48,7	48,3	47,8	47,3
Corriente en el punto de máxima potencia	I _{mpp}	2,88	2,82	2,75	2,68	2,59	3,15	3,07	2,98	2,89	2,80
Coefficiente de rendimiento del módulo	η _m	9,6	9,3	8,9	8,6	8,2					

STC = Standard Test Condition: irradiación de 1.000 W/m², AM 1.5, temperatura de la célula de 25 °C. Las características eléctricas están clasificadas dentro de ±10% de los valores indicados de I_{sc}, V_{oc} y de +7/-2% de P_{max}. Los valores iniciales están aproximadamente un 15% por encima de los valores nominales (estabilizado), y se reducirán durante las primeras semanas de funcionamiento. Después de este periodo, la potencia de salida se estabilizará en torno al valor nominal en función de las variaciones estacionales.

Ilustración 61: Características eléctricas NA-E135 G5

$$N_T = \frac{3700}{135} = 17.4 \approx 28 \text{ paneles}$$

Para el caso de silicio-amorfo, el número máximo de módulos que podríamos instalar en la pérgola es de 24, por lo tanto se descarta la posibilidad de utilizar esta tecnología en la instalación solar fotovoltaica de autoconsumo.

3.4. Teluro de Cadmio

3.4.1. Generador fotovoltaico

Para comenzar con el dimensionado, deberemos tener en cuenta las pérdidas por rendimiento del inversor, igual a 0,9.



Para el dimensionado del generador fotovoltaico aplicaremos la siguiente expresión:

$$P_{G,NOM} = \frac{F_{SG} * L_{dm}}{(G_{dm}(\beta)/I_{STC})}$$

$$\eta_{inversor} = 0.90$$

$$\text{Radicación mes de diseño } (G_{dm}): 3.15 \frac{kW}{m^2} \text{ Mes peor Diciembre}$$

$$\text{Consumo estimado } (L_{dm}): \frac{8356}{0.9} = 9284.44 \text{ Wh/día}$$

$$\text{Factor de seguridad generador } (F_{SG}): 1.25$$

$$P_{G,NOM} = \frac{F_{SG} * L_{dm}}{(G_{dm}(\beta)/I_{STC})} = \frac{1.25 * 9284.44 \text{ (Wh/día)}}{3.15 \text{ kW/m}^2 * \frac{1}{1000(W/m^2)}} = 3.684 kW_P \approx 3.7 kW_P$$

Para el cálculo del número de paneles, tendremos que tener en cuenta los datos del módulo a utilizar, módulo CdTe FS-272, del fabricante First Solar.

Parámetros eléctricos

Parámetros eléctricos según condiciones estándar de ensayo - STC (1000 W/m², 25 (+/- 2)° C, AM 1,5 según EN 6090-4)

Referencia	100285	100284	100287	100288	100270
Potencia [Wp]	62,50	65,00	67,50	70,00	72,50
Tolerancia de potencia [%]	+/- 5	+/- 5	+/- 5	+/- 5	+/- 5
Rendimiento [%]	8,68	9,03	9,38	9,72	10,07
Tensión en el punto de máxima potencia V_{mpp} [V]	62,50	63,70	64,60	67,10	67,90
Máx. corriente I_{mpp} [A]	1,00	1,02	1,05	1,04	1,07
Tensión en circuito abierto V_{oc} [V]	86,00	87,00	87,00	89,00	90,00
Corriente de cortocircuito I_{sc} [A]	1,17	1,17	1,18	1,19	1,19

Ilustración 62: Características eléctricas FS-272

$$N_T = \frac{3700}{72.5} = 51 \text{ paneles}$$

Para el caso de teluro de cadmio, el número máximo de módulos que podríamos instalar en la pérgola es de 45, por lo tanto se descarta la posibilidad de utilizar esta tecnología en la instalación solar fotovoltaica de autoconsumo.



Anexo 2

Análisis Económico



Índice

1. Evaluación económica

1.1. Introducción

1.1.1. Análisis económico instalación fotovoltaica conectada a red

1.1.1.1. Silicio Monocristalino

- 1.1.1.1.1. Datos de la instalación
- 1.1.1.1.2. Inversión
- 1.1.1.1.3. Financiación
- 1.1.1.1.4. Ingresos
- 1.1.1.1.5. Costes de explotación
- 1.1.1.1.6. Flujo de caja, VAN y TIR

1.1.1.2. Silicio Policristalino

- 1.1.1.2.1. Datos de la instalación
- 1.1.1.2.2. Inversión
- 1.1.1.2.3. Financiación
- 1.1.1.2.4. Ingresos
- 1.1.1.2.5. Costes de explotación
- 1.1.1.2.6. Flujo de caja, VAN y TIR

1.1.1.3. Silicio Amorfo

- 1.1.1.3.1. Datos de la instalación
- 1.1.1.3.2. Inversión
- 1.1.1.3.3. Financiación
- 1.1.1.3.4. Ingresos
- 1.1.1.3.5. Costes de explotación
- 1.1.1.3.6. Flujo de caja, VAN y TIR

1.1.1.4. Teluro de Cadmio

- 1.1.1.4.1. Datos de la instalación
- 1.1.1.4.2. Inversión
- 1.1.1.4.3. Financiación
- 1.1.1.4.4. Ingresos
- 1.1.1.4.5. Costes de explotación
- 1.1.1.4.6. Flujo de caja, VAN y TIR

1.1.2. Análisis económico instalación fotovoltaica aislada

1.1.2.1. Silicio Monocristalino

- 1.1.2.1.1. Datos de la instalación
- 1.1.2.1.2. Inversión
- 1.1.2.1.3. Financiación
- 1.1.2.1.4. Costes de explotación
- 1.1.2.1.5. Flujo de caja, VAN y TIR

1.1.2.2. Silicio Policristalino

- 1.1.2.2.1. Datos de la instalación
- 1.1.2.2.2. Inversión



- 1.1.2.2.3. Financiación
- 1.1.2.2.4. Costes de explotación
- 1.1.2.2.5. Flujo de caja, VAN y TIR
- 1.1.3. Análisis económico instalación fotovoltaica autoconsumo instantáneo
 - 1.1.3.1. Silicio Monocristalino
 - 1.1.3.1.1. Datos de la instalación
 - 1.1.3.1.2. Inversión
 - 1.1.3.1.3. Financiación
 - 1.1.3.1.4. Costes de explotación
 - 1.1.3.1.5. Flujo de caja, VAN y TIR
 - 1.1.3.2. Silicio Policristalino
 - 1.1.3.2.1. Datos de la instalación
 - 1.1.3.2.2. Inversión
 - 1.1.3.2.3. Financiación
 - 1.1.3.2.4. Costes de explotación
 - 1.1.3.2.5. Flujo de caja, VAN y TIR



1. Evaluación económica

1.1. Introducción

En el siguiente estudio se mostrará una previsión de los resultados económicos de nuestra instalación durante los 25 años de vida útil de la misma, finalizando con una simulación del flujo de caja anual (Cash-Flow), VAN y TIR para analizar la rentabilidad de la misma.

Para su resolución, se realizará un análisis económico de las tres posibilidades de uso descritas en apartados anteriores del proyecto.

- Instalación fotovoltaica conectada a red (En base al RD24/2013, tomando como tarifa para la venta de electricidad el precio en el mercado libre)
- Instalación fotovoltaica aislada
- Instalación fotovoltaica autoconsumo instantáneo (En base a la propuesta de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo).

Actualmente se ha publicado en el BOE el Real Decreto 413/2014, de 6 de Junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

El objeto de esta reforma es el establecimiento de un nuevo marco retributivo, aplicable tanto a las instalaciones en funcionamiento, como a las que se incorporen en un futuro, basado en los ingresos obtenidos en el mercado y un complemento denominado Retribución a la Inversión y a la Operación que pretende recuperar los costes de inversión que no se obtengan en el mercado.

El valor de la retribución a la inversión se calculará de forma que permita compensar los costes de inversión que aún no hayan sido recuperados según la formulación del valor neto del activo y que no podrán ser recuperados mediante los ingresos de explotación previstos para el periodo que le queda a la instalación hasta alcanzar la vida útil regulatoria.

Las instalaciones podrán percibir la siguiente retribución:

- Retribución por la venta de la energía en el mercado
- Régimen retributivo específico (tendrán derecho a percibirla a lo largo de la vida útil de la instalación) y consistirá en:
 - Retribución a la inversión (R_{inv}), nos permitira cubrir los costes de la inversión que no puedan ser recuperados por la venta de energía en el mercado, expresado en €/MW
 - Retribución a la operación (R_o), nos permitirá cubrir la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la venta de la energía en el mercado, expresado en €/MWh

Los ingresos anuales procedentes del régimen retributivo específico de una instalación se ajustarán en función del número de horas equivalentes de funcionamiento de la misma, siendo el número de horas equivalentes de funcionamiento el cociente entre la energía vendida en el mercado y la potencia nominal.



En el RD se establecen una clasificación de instalaciones tipo en función de la tecnología, potencia instalada, antigüedad, sistema eléctrico, etc.

En nuestro caso todavía no está definida la tipología de la instalación conectada a red al ser de nueva construcción, afectando este RD a las instalaciones del RD 661/2007, de 25 de mayo y RD 1578/2008, de 26 de septiembre.

1.1.1. Análisis económico Instalación fotovoltaica conectada a red

1.1.1.1. Silicio Monocristalino

1.1.1.1.1. Datos de la instalación

Para el caso de silicio monocristalino se utilizaran módulos fotovoltaicos Q, PEAK-G3, con una potencia instalada de 5.600 Wp, los cuales generan una energía anual de 8.058,00 kWh.

La producción específica prevista en la instalación (kWh año/ kWp instalado) es de 1.438,93 kWh año/ kWp instalado.

Las pérdidas de producción anuales estimadas (Performance Ratio), han sido calculadas previamente en apartados anteriores y tienen un valor de 0,763%.

1.1.1.1.2. Inversión

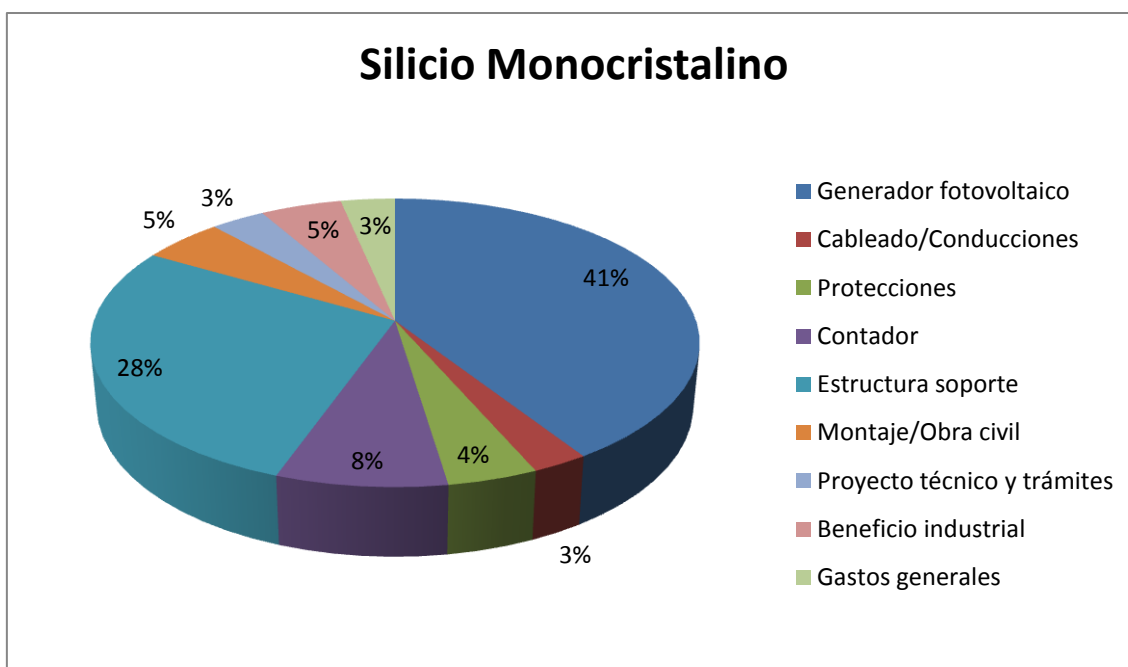
En el siguiente apartado se explican detalladamente los elementos necesarios para el montaje e instalación del sistema fotovoltaico. En este presupuesto se especifica tanto el precio unitario por componente, como el total de cada conjunto.



Datos de la inversión			
Elementos	Cantidad	Precio unitario €	Importe €
Generador fotovoltaico			
Módulo solar fotovoltaico Q.PEAK-G3, potencia máxima 280W.	20	154,00 €	3.080,00 €
Inversor para conexión a red SUNNY TRIPOWER STP 5000TL-20	1	1.949,50 €	1.949,50 €
Subtotal			5.029,50 €
Cableado			
Conductor DC de cobre "Cable unipolar RV-k - 0,6/1kV" -2,5 mm2	60	0,88 €	52,80 €
Conductor AC de cobre "Cable unipolar RZ1-k - 0,6/1kV" - 4 mm2	135	1,83 €	247,05 €
Subtotal			299,85 €
Conducciones			
Tubo corrugado 16mm2, de PVC. Estanco. Aislante, no propagador de la llama.	30	0,26 €	7,80 €
Tubo corrugado 20mm2, de PVC. Estanco. Aislante, no propagador de la llama.	45	0,29 €	13,05 €
Subtotal			20,85 €
Magnetotermico			
Magnetotermico 12(A) DC para la maniobra y protección de strings	1	14,55 €	14,55 €
Magnetotermico 12 (A) AC para la maniobra y protección de strings	1	30,10 €	30,10 €
Subtotal			44,65 €
Fusibles			
Fusible 12 (A) DC, Cylindrical type gR	1	3,99 €	3,99 €
Fusible 12 (A) AC, Cylindrical type AM	1	2,53 €	2,53 €
Subtotal			6,52 €
Caja de protección			
Caja de protección salida inversor. (Equipo PCA), UNCA-63 A de dimensiones 270 x 270 x 170 para una intensidad máxima de 63 A. (Equipo diseñado para proteger eléctricamente la línea desde la salida del inversor hasta la entrada del equipo de protección y medida regulado por la compañía eléctrica (CIA)	1	463,00 €	463,00 €
Subtotal			463,00 €
Contador			
Equipo CIA "contador", Compañía Iberdrola IF-TE para equipos de 5 kW hasta 42,5 kW. (equipo diseñado para proteger electricamente y realizar la medida de forma bidireccional)	1	972,30 €	972,30 €
Subtotal			972,30 €
Estructura Soporte			
Estructura Soporte	1	3.432,28 €	3.432,28 €
Subtotal			3.432,28 €
TOTAL			10.268,95 €
Presupuesto para conocimiento del cliente			
Montaje/obra civil	6,00%		616,14 €
Proyecto técnico y trámites	4,00%		410,76 €
Presupuesto de ejecución por contrata			
Beneficio industrial	6,00%		616,14 €
Gastos generales	4,00%		410,76 €
I.V.A.	21,00%		2.156,48 €
TOTAL			14.479,22 €

Tabla 1: Presupuesto Instalación fotovoltaica conectada a red. Silicio Monocristalino

A continuación podemos ver un desglose de los porcentajes sobre el total de la inversión que atribuyen a cada parte de la instalación:



Gráfica 1 :Desglose presupuesto instalación fotovoltaica conectada a red. Silicio Monocristalino

1.1.1.1.3. Financiación

Se entiende por inversión, un término económico, con varias acepciones relacionadas con el ahorro, la ubicación de capital, y la postergación del consumo, en otras palabras el importe presupuestado en el proyecto general de la instalación fotovoltaica, menos la parte financiada por la entidad bancaria.

Hemos supuesto una inversión inicial propia del 30% y una financiación del 70% del presupuesto general restante con la entidad bancaria. Se ha fijado con el banco un tipo de interés nominal (Euribor +2) igual al 3%, del valor total del presupuesto de la instalación, amortizable en 10 años.

El pago del préstamo se realizará en un pago único anual durante 10 años, siendo el préstamo de 10.135,45 € con unos desembolsos anuales de 1.176,09 €.

Período	Cuota Anual	Intereses	Cuota amortización	Capital vivo	Capital amortizado
0				10.135,45 €	
1	1.176,09 €	283,79 €	892,30 €	9.243,16 €	892,30 €
2	1.176,09 €	258,81 €	917,28 €	8.325,88 €	1.809,58 €
3	1.176,09 €	233,12 €	942,96 €	7.382,91 €	2.752,54 €
4	1.176,09 €	206,72 €	969,37 €	6.413,55 €	3.721,91 €
5	1.176,09 €	179,58 €	996,51 €	5.417,04 €	4.718,42 €
6	1.176,09 €	151,68 €	1.024,41 €	4.392,63 €	5.742,83 €
7	1.176,09 €	122,99 €	1.053,10 €	3.339,53 €	6.795,92 €
8	1.176,09 €	93,51 €	1.082,58 €	2.256,95 €	7.878,50 €
9	1.176,09 €	63,19 €	1.112,89 €	1.144,06 €	8.991,40 €
10	1.176,09 €	32,03 €	1.144,06 €	0,00 €	10.135,45 €

Tabla 2: Financiación, instalación fotovoltaica conectada a red. Silicio Monocristalino



La cuota anual a pagar del préstamo es la suma de la cuota de amortización más los intereses, es decir, la cantidad total fija que deberemos pagar al banco anualmente.

Los intereses de cada año se calculan mediante la siguiente expresión:

$$\text{Intereses}_{\text{año},n} = \text{Capital vivo}_{\text{año},n-1} * \text{interes fijo}$$

Siendo el capital vivo la deuda que va quedando por pagar del préstamo una vez que se va realizando el pago anualmente, es decir, el capital pendiente de amortización en un momento dado.

El capital amortizado será igual a la cuota de amortización más el capital amortizado como indica la siguiente expresión:

$$\text{Capital amortizado}_{\text{año},n} = \text{Cuota amortización}_{\text{año},n} + \text{Capital amortizado}_{\text{año},n-1}$$

1.1.1.1.4. Ingresos

Para realizar el análisis financiero primero hemos de conocer los ingresos producidos por la generación de energía eléctrica a partir de la captación de radiación solar. Estos ingresos se obtendrán multiplicando la cantidad de energía eléctrica inyectada a la red por el precio al que se pagará dicha energía.

Para obtener el precio al cual se venderá la energía, hemos consultado la web de OMIE (Operador Mercado Ibérico Eléctrico), donde se calcula una media del precio por kWh de los últimos años. El precio medio real del mercado eléctrico diario publicado por la OMIE, asciende a 5,129 c€/kWh.

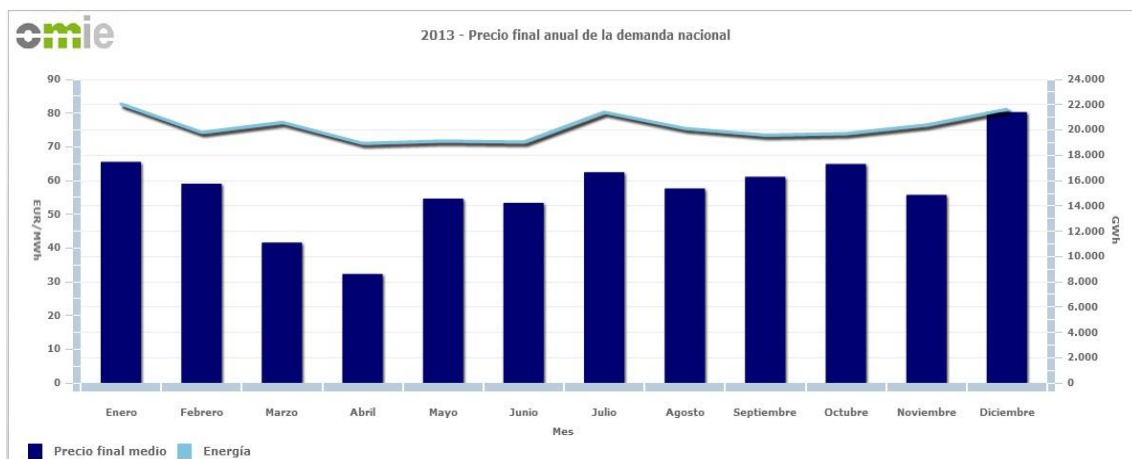


Figura 1: Precio final anual de la demanda nacional (OMIE)

Además del precio por kWh, se debe tener en cuenta el índice de precio de consumo subyacente. Para obtener el valor del IPC subyacente que utilizaremos para el análisis económico de nuestra instalación recurriremos al Instituto Nacional de Estadística, fijándolo en 1.45%; valor obtenido mediante una media calculada de los últimos años.



Los beneficios que obtendremos de la instalación se calculan multiplicando la producción energética anual (kWh) por el precio (€/kWh)

Para el cálculo de la producción energética anual, deberemos tener en cuenta las pérdidas de producción anuales (Performance Ratio) calculadas anteriormente y fijadas en un 0.763% anual durante los 25 años de vida útil de la instalación.

AÑO	Pérdidas producción anuales	Pérdidas producción acumuladas	Producción energética anual (Kwh)	Precio kWh	Ingresos
1			8.058,00	0,05129 €	413,29 €
2	0,763%	0,76%	8.057,39	0,05203 €	419,26 €
3	0,763%	1,53%	8.056,16	0,05279 €	425,27 €
4	0,763%	2,29%	8.054,31	0,05355 €	431,34 €
5	0,763%	3,05%	8.051,86	0,05433 €	437,46 €
6	0,763%	3,81%	8.048,79	0,05512 €	443,63 €
7	0,763%	4,58%	8.045,11	0,05592 €	449,86 €
8	0,763%	5,34%	8.040,81	0,05673 €	456,14 €
9	0,763%	6,10%	8.035,91	0,05755 €	462,47 €
10	0,763%	6,86%	8.030,39	0,05838 €	468,85 €
11	0,763%	7,63%	8.024,27	0,05923 €	475,29 €
12	0,763%	8,39%	8.017,54	0,06009 €	481,78 €
13	0,763%	9,15%	8.010,20	0,06096 €	488,32 €
14	0,763%	9,91%	8.002,26	0,06185 €	494,91 €
15	0,763%	10,68%	7.993,72	0,06274 €	501,55 €
16	0,763%	11,44%	7.984,58	0,06365 €	508,24 €
17	0,763%	12,20%	7.974,84	0,06458 €	514,98 €
18	0,763%	12,96%	7.964,50	0,06551 €	521,77 €
19	0,763%	13,73%	7.953,57	0,06646 €	528,61 €
20	0,763%	14,49%	7.942,04	0,06743 €	535,49 €
21	0,763%	15,25%	7.929,93	0,06840 €	542,43 €
22	0,763%	16,01%	7.917,23	0,06939 €	549,41 €
23	0,763%	16,78%	7.903,95	0,07040 €	556,44 €
24	0,763%	17,54%	7.890,09	0,07142 €	563,52 €
25	0,763%	18,30%	7.875,65	0,07246 €	570,65 €

Tabla 3: Ingresos instalación fotovoltaica conectada a red. Silicio Monocristalino

1.1.1.1.5. Costes de explotación

En economía el coste o costo es el valor monetario de los consumos de factores que supone el ejercicio de una actividad económica destinada a la producción de un bien o servicio. Todo proceso de producción de un bien supone el consumo o desgaste de una serie de factores productivos, el concepto de coste está íntimamente ligado al sacrificio incurrido para producir ese bien.

En nuestro caso, los costes de explotación serán igual a la suma de los costes de funcionamiento de la instalación, costes financieros y costes de depreciación

- Costes de funcionamiento de la instalación



Para que la instalación fotovoltaica obtenga el esperado rendimiento económico durante los 25 años de vida de la instalación, es necesario la existencia de dos pequeños gastos anuales, el seguro y el mantenimiento.

Los costes de funcionamiento del primer año serán igual a los producidos por las tasas del seguro contratado para cubrir posibles pérdidas en la generación eléctrica o desperfectos en la instalación, ya sea por fenómenos meteorológicos o por cualquier otro tipo de agente externo (0.4% coste de la instalación) y al coste de las labores de mantenimiento para el correcto funcionamiento de la instalación (10M€/MWp) La suma de estos costes será igual a 119.63 €/año.

El IPC SUBYACENTE estimado medio, para los 25 años objeto de nuestro estudio, válido para costes de funcionamiento, es de 1,45%

$$\text{Costes funcionamiento}_{\text{año},n} = (1 + \text{IPC}\%) * \text{Costes funcionamiento}_{\text{año},n-1}$$

- Costes financieros

Los costes financieros, son los costes ocasionados por el préstamo del banco, es decir, los intereses. El Interés viene definido como, un índice utilizado para medir la rentabilidad de los ahorros o también el costo de un crédito. Se expresa generalmente como un porcentaje.

$$\text{Intereses}_{\text{año},n} = \text{Capital vivo}_{\text{año},n-1} * \text{interes fijo}$$

- Costes de depreciación

El termino depreciación se define como una reducción periódica del valor de un bien material o inmaterial. Según el Real Decreto 1777_2004, de 30 de julio por el que se aprueba el reglamento de impuestos sobre sociedades, el coeficiente lineal máximo de nuestra instalación es del 8%, con un período máximo de 25 años. Estos costes se calcularán para la mitad de la vida de la instalación (12.5 años)

$$\text{Costes de depreciación} = 8\% * (\text{Total presupuesto} - \text{coste proyecto técnico} - \text{gastos generales} - \text{beneficio industrial})$$

Finalmente, los costes de explotación serán los expuestos en la siguiente tabla:



AÑO	Costes de funcionamiento	Costes financieros	Costes de depreciación	Costes anuales
1	113,90 €	283,72 €	870,59 €	1.268,22 €
2	115,55 €	258,74 €	870,59 €	1.244,89 €
3	117,23 €	233,07 €	870,59 €	1.220,89 €
4	118,93 €	206,67 €	870,59 €	1.196,19 €
5	120,65 €	179,54 €	870,59 €	1.170,78 €
6	122,40 €	151,64 €	870,59 €	1.144,64 €
7	124,18 €	122,96 €	870,59 €	1.117,73 €
8	125,98 €	93,48 €	870,59 €	1.090,06 €
9	127,81 €	63,18 €	870,59 €	1.061,58 €
10	129,66 €	32,03 €	870,59 €	1.032,28 €
11	131,54 €		870,59 €	1.002,13 €
12	133,45 €		870,59 €	1.004,04 €
13	135,38 €		435,30 €	570,68 €
14	137,34 €			137,34 €
15	139,34 €			139,34 €
16	141,36 €			141,36 €
17	143,41 €			143,41 €
18	145,49 €			145,49 €
19	147,59 €			147,59 €
20	149,73 €			149,73 €
21	151,91 €			151,91 €
22	154,11 €			154,11 €
23	156,34 €			156,34 €
24	158,61 €			158,61 €
25	160,91 €			160,91 €

Tabla 4: Costes de explotación instalación fotovoltaica conectada a red. Silicio Monocristalino

1.1.1.1.6. Flujo de caja, VAN y TIR

El Valor Actual Neto (VAN) de un proyecto de inversión se entiende como la suma algebraica de los valores equivalentes de todos los flujos de caja parciales, actualizada al inicio del proyecto. Los flujos de cada año son las sumas anuales de los gastos e ingresos, de forma que si un año se tiene un flujo de caja negativo significa que en ese periodo los gastos han superado a los ingresos.

- Si $VAN > 0$, La instalación es rentable.
- Si $VAN < 0$, La instalación no es rentable.

Para su cálculo se ha supuesto un 25% de pago de impuesto de sociedades y una tasa de actualización del 5%.

$$VAN = -Inversión + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+r)^n}$$



La Tasa Interna de Retorno (TIR), se define como la tasa de descuento o tipo de interés que hace que el VAN sea igual a cero. Se considera que si el TIR es superior a la tasa de descuento aplicada, el proyecto es rentable.

$$VAN = -Inversión + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+r)^n} = 0$$

Flujo de Caja (Cash-Flow), se define como una estimación anual del saldo neto efectivo, desglosando la diferencia entre los ingresos de las ventas previstas y los pagos mensuales previstos.

Finalmente los resultados obtenidos para el caso de silicio monocristalino son los siguientes:

AÑO	Inversión	Ingresos	Costes de explotación	Beneficio bruto	Impuestos	Beneficio neto	Pago a principal	Costes de depreciación	Cash Flow
0	4.343,77 €								-4.343,77 €
1		413,29 €	1.268,52 €	-855,22 €	0,00 €	-855,22 €	892,30 €	870,81 €	-876,71 €
2		419,26 €	1.245,18 €	-825,93 €	0,00 €	-825,93 €	917,28 €	870,81 €	-872,40 €
3		425,27 €	1.221,18 €	-795,91 €	0,00 €	-795,91 €	942,96 €	870,81 €	-868,06 €
4		431,34 €	1.196,47 €	-765,14 €	0,00 €	-765,14 €	969,37 €	870,81 €	-863,70 €
5		437,46 €	1.171,06 €	-733,60 €	0,00 €	-733,60 €	996,51 €	870,81 €	-859,30 €
6		443,63 €	1.144,90 €	-701,27 €	0,00 €	-701,27 €	1.024,41 €	870,81 €	-854,87 €
7		449,86 €	1.117,99 €	-668,14 €	0,00 €	-668,14 €	1.053,10 €	870,81 €	-850,42 €
8		456,14 €	1.090,31 €	-634,17 €	0,00 €	-634,17 €	1.082,58 €	870,81 €	-845,94 €
9		462,47 €	1.061,82 €	-599,35 €	0,00 €	-599,35 €	1.112,89 €	870,81 €	-841,44 €
10		468,85 €	1.032,52 €	-563,66 €	0,00 €	-563,66 €	1.144,06 €	870,81 €	-836,91 €
11		475,29 €	1.002,36 €	-527,07 €	0,00 €	-527,07 €		870,81 €	343,73 €
12		481,78 €	1.004,27 €	-522,49 €	0,00 €	-522,49 €		870,81 €	348,31 €
13		488,32 €	570,80 €	-82,49 €	0,00 €	-82,49 €		435,40 €	352,92 €
14		494,91 €	137,36 €	357,54 €	89,39 €	268,16 €			268,16 €
15		501,55 €	139,35 €	362,19 €	90,55 €	271,64 €			271,64 €
16		508,24 €	141,37 €	366,86 €	91,72 €	275,15 €			275,15 €
17		514,98 €	143,42 €	371,55 €	92,89 €	278,66 €			278,66 €
18		521,77 €	145,50 €	376,26 €	94,07 €	282,20 €			282,20 €
19		528,61 €	147,61 €	380,99 €	95,25 €	285,74 €			285,74 €
20		535,49 €	149,75 €	385,74 €	96,43 €	289,30 €			289,30 €
21		542,43 €	151,92 €	390,50 €	97,63 €	292,88 €			292,88 €
22		549,41 €	154,13 €	395,29 €	98,82 €	296,46 €			296,46 €
23		556,44 €	156,36 €	400,08 €	100,02 €	300,06 €			300,06 €
24		563,52 €	158,63 €	404,89 €	101,22 €	303,67 €			303,67 €
25		570,65 €	160,93 €	409,72 €	102,43 €	307,29 €			307,29 €

Tabla 5: Flujo de caja instalación fotovoltaica conectada a red. Silicio Monocristalino

Para el caso de silicio monocristalino se ha obtenido un VAN de -9.050,53 €. Con lo que podemos decir que no es rentable la inversión, ya que nos sale un Valor Actual Neto negativo.

1.1.1.2. Silicio Policristalino

1.1.1.2.1. Datos de la instalación

Para el caso de silicio policristalino se utilizarán módulos fotovoltaicos Q, PRO L300 con una potencia instalada de 5.100 Wp, los cuales generan una energía anual de 7.338,95 kWh.

La producción específica prevista en la instalación (kWh año/ kWp instalado) es de 1.439,01 kWh año/ kWp instalado.



Las pérdidas de producción anuales estimadas (Performance Ratio), han sido calculadas previamente en apartados anteriores y tienen un valor de 0,763%.

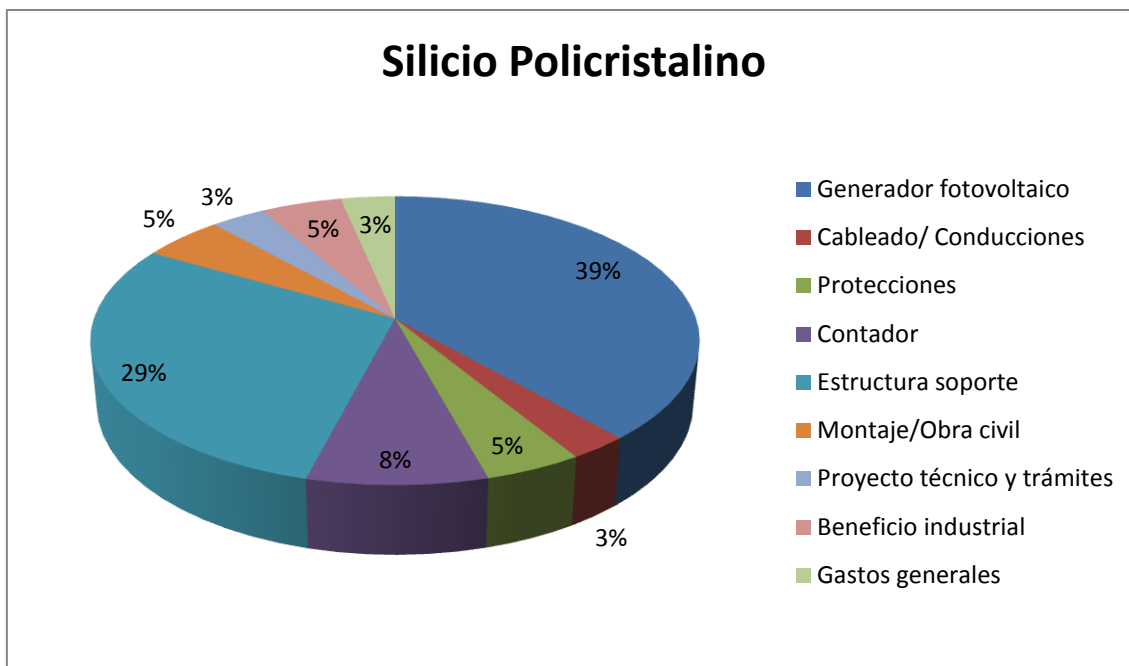
1.1.1.2.2. Inversión

En el siguiente apartado se explican detalladamente los elementos necesarios para el montaje e instalación del sistema fotovoltaico. En este presupuesto se especifica tanto el precio unitario por componente, como el total de cada conjunto.

Datos de la inversión			
Elementos	Cantidad	Precio unitario €	Importe €
Generador fotovoltaico			
Módulo solar fotovoltaico Q.PRO L300 , potencia máxima 300W.	17	150,00 €	2.550,00 €
Inversor para conexión a red SUNNY TRIPOWER STP 5000TL-20	1	1.949,50 €	1.949,50 €
Subtotal			4.499,50 €
Cableado			
Conductor DC de cobre "Cable unipolar RV-k - 0,6/1kV" -2,5 mm ²	60	0,88 €	52,80 €
Conductor AC de cobre "Cable unipolar RZ1-k - 0,6/1kV" - 4 mm ²	135	1,83 €	247,05 €
Subtotal			299,85 €
Conducciones			
Tubo corrugado 16mm ² , de PVC. Estanco. Aislante, no propagador de la llama.	30	0,26 €	7,80 €
Tubo corrugado 20mm ² , de PVC. Estanco. Aislante, no propagador de la llama.	45	0,29 €	13,05 €
Subtotal			20,85 €
Magnetotermico			
Magnetotérmico 12(A) DC para la maniobra y protección de strings	1	13,20 €	13,20 €
Magnetotérmico 12 (A) AC para la maniobra y protección de strings	1	43,60 €	43,60 €
Subtotal			56,80 €
Fusibles			
Fusible 12 (A) DC, Cylindrical type gR	1	3,99 €	3,99 €
Fusible 12 (A) AC, Cylindrical type AM	1	2,53 €	2,53 €
Subtotal			6,52 €
Caja de protección			
Caja de protección salida inversor. (Equipo PCA), UNCA-63 A de dimensiones 270 x 270 x 170 para una intensidad máxima de 63 A. (Equipo diseñado para proteger eléctricamente la línea desde la salida del inversor hasta la entrada del equipo de protección y medida regulado por la compañía eléctrica (CIA)	1	463,00 €	463,00 €
Subtotal			463,00 €
Contador			
Equipo CIA "contador", Compañía Iberdrola IF-TE para equipos de 5 kW hasta 42,5 kW. (equipo diseñado para proteger electricamente y realizar la medida de forma bidireccional)	1	972,30 €	972,30 €
Subtotal			972,30 €
Estructura Soporte			
Estructura soporte	1	3.422,28 €	3.422,28 €
Subtotal			3.422,28 €
TOTAL			9.741,10 €
Presupuesto para conocimiento del cliente			
montaje	6,00%		584,47 €
Proyecto técnico y trámites	4,00%		389,64 €
Presupuesto de ejecución por contrata			
Beneficio industrial	6,00%		584,47 €
Gastos generales	4,00%		389,64 €
I.V.A.	21,00%		2.045,63 €
TOTAL			13.734,95 €

Tabla 6: Presupuesto instalación fotovoltaica conectada a red. Silicio Policristalino

A continuación podemos ver un desglose de los porcentajes sobre el total de la inversión que atribuyen a cada parte de la instalación:



Gráfica 2: Desglose presupuesto instalación fotovoltaica conectada a red. Silicio Policristalino

1.1.1.2.3. Financiación

Se ha supuesto una inversión inicial propia del 30% y una financiación del 70% del presupuesto general restante con la entidad bancaria. Se ha fijado con el banco un tipo de interés nominal (Euribor +2) igual al 3%, del valor total del presupuesto de la instalación, amortizable en 10 años.

El pago del préstamo se realizará en un pago único anual durante 10 años, siendo el préstamo de 9.614,47 € con unos desembolsos anuales de 1115.63€.

Período	Cuota Anual	Intereses	Cuota amortización	Capital vivo	Capital amortizado
0				9.614,47 €	
1	1.115,63 €	269,21 €	846,43 €	8.768,04 €	846,43 €
2	1.115,63 €	245,51 €	870,13 €	7.897,91 €	1.716,56 €
3	1.115,63 €	221,14 €	894,49 €	7.003,41 €	2.611,05 €
4	1.115,63 €	196,10 €	919,54 €	6.083,87 €	3.530,59 €
5	1.115,63 €	170,35 €	945,29 €	5.138,59 €	4.475,88 €
6	1.115,63 €	143,88 €	971,75 €	4.166,83 €	5.447,63 €
7	1.115,63 €	116,67 €	998,96 €	3.167,87 €	6.446,60 €
8	1.115,63 €	88,70 €	1.026,93 €	2.140,94 €	7.473,53 €
9	1.115,63 €	59,95 €	1.055,69 €	1.085,25 €	8.529,22 €
10	1.115,63 €	30,39 €	1.085,25 €	0,00 €	9.614,47 €

Tabla 7: Financiación instalación fotovoltaica conectada a red. Silicio Policristalino

**1.1.1.2.4. Ingresos**

Para el cálculo de los ingresos se tendrán en cuenta los parámetros comentados en el apartado "4.1.1.1.4. Ingresos ". Por lo tanto, los ingresos producidos por la generación de energía eléctrica para el caso del silicio policristalino son los siguientes:

AÑO	Pérdidas producción anuales	Pérdidas producción acumuladas	Producción energética anual (Kwh)	Precio kWh	Ingresos
1			7.338,95	0,05129 €	376,41 €
2	0,763%	0,76%	7.338,39	0,05203 €	381,84 €
3	0,763%	1,53%	7.337,27	0,05279 €	387,32 €
4	0,763%	2,29%	7.335,59	0,05355 €	392,85 €
5	0,763%	3,05%	7.333,36	0,05433 €	398,42 €
6	0,763%	3,81%	7.330,56	0,05512 €	404,05 €
7	0,763%	4,58%	7.327,21	0,05592 €	409,72 €
8	0,763%	5,34%	7.323,30	0,05673 €	415,44 €
9	0,763%	6,10%	7.318,83	0,05755 €	421,20 €
10	0,763%	6,86%	7.313,81	0,05838 €	427,02 €
11	0,763%	7,63%	7.308,23	0,05923 €	432,88 €
12	0,763%	8,39%	7.302,10	0,06009 €	438,79 €
13	0,763%	9,15%	7.295,42	0,06096 €	444,74 €
14	0,763%	9,91%	7.288,19	0,06185 €	450,74 €
15	0,763%	10,68%	7.280,41	0,06274 €	456,79 €
16	0,763%	11,44%	7.272,08	0,06365 €	462,88 €
17	0,763%	12,20%	7.263,21	0,06458 €	469,02 €
18	0,763%	12,96%	7.253,79	0,06551 €	475,21 €
19	0,763%	13,73%	7.243,84	0,06646 €	481,44 €
20	0,763%	14,49%	7.233,34	0,06743 €	487,71 €
21	0,763%	15,25%	7.222,31	0,06840 €	494,03 €
22	0,763%	16,01%	7.210,75	0,06939 €	500,39 €
23	0,763%	16,78%	7.198,65	0,07040 €	506,79 €
24	0,763%	17,54%	7.186,03	0,07142 €	513,24 €
25	0,763%	18,30%	7.172,87	0,07246 €	519,73 €

Tabla 8: Ingresos instalación fotovoltaica conectada a red. Silicio Policristalino

1.1.1.2.5. Costes de explotación

Los costes de explotación serán igual a la suma de los costes de funcionamiento de la instalación, costes financieros y costes de depreciación.

- Costes de funcionamiento de la instalación

Los costes de funcionamiento del primer año serán igual a los producidos por el seguro contratado (0.4% coste de la instalación) y a los costes de las labores de mantenimiento de la instalación (10M€/MWp). La suma de estos costes será igual a 105.94 €/año.



- Costes financieros

Los costes financieros, son los costes ocasionados por el préstamo del banco, es decir, los intereses. El Interés viene definido como, un índice utilizado para medir la rentabilidad de los ahorros o también el costo de un crédito. Se expresa generalmente como un porcentaje.

- Costes de depreciación

El coeficiente lineal máximo de nuestra instalación es del 8%, con un período máximo de 25 años. Estos costes se calcularán para la mitad de la vida de la instalación (12.5 años).

Finalmente, los costes de explotación serán los expuestos en la siguiente tabla:

AÑO	Costes de funcionamiento	Costes financieros	Costes de depreciación	Costes anuales
1	105,94 €	269,21 €	826,05 €	1.201,19 €
2	107,48 €	245,51 €	826,05 €	1.179,03 €
3	109,03 €	221,14 €	826,05 €	1.156,22 €
4	110,62 €	196,10 €	826,05 €	1.132,76 €
5	112,22 €	170,35 €	826,05 €	1.108,61 €
6	113,85 €	143,88 €	826,05 €	1.083,77 €
7	115,50 €	116,67 €	826,05 €	1.058,21 €
8	117,17 €	88,70 €	826,05 €	1.031,92 €
9	118,87 €	59,95 €	826,05 €	1.004,86 €
10	120,59 €	30,39 €	826,05 €	977,03 €
11	122,34 €		826,05 €	948,39 €
12	124,12 €		826,05 €	950,16 €
13	125,92 €		413,02 €	538,94 €
14	127,74 €			127,74 €
15	129,59 €			129,59 €
16	131,47 €			131,47 €
17	133,38 €			133,38 €
18	135,31 €			135,31 €
19	137,28 €			137,28 €
20	139,27 €			139,27 €
21	141,29 €			141,29 €
22	143,33 €			143,33 €
23	145,41 €			145,41 €
24	147,52 €			147,52 €
25	149,66 €			149,66 €

Tabla 9: Costes de explotación instalación fotovoltaica conectada a red. Silicio Policristalino

**1.1.1.2.6. Flujo de caja, VAN y TIR**

Teniendo en cuenta los parámetros descritos en el apartado "4.1.1.1.6. Flujo de caja, VAN y TIR", los resultados obtenidos para el caso de silicio policristalino son los siguientes:

AÑO	Inversión	Ingresos	Costes de explotación	Beneficio bruto	Impuestos	Beneficio neto	Pago a principal	Costes de depreciación	Cash Flow
0	4.120,49 €								-4.120,49 €
1		376,41 €	1.201,19 €	-824,78 €	0,00 €	-824,78 €	846,43 €	826,05 €	-845,16 €
2		381,84 €	1.179,03 €	-797,18 €	0,00 €	-797,18 €	870,13 €	826,05 €	-841,27 €
3		387,32 €	1.156,22 €	-768,90 €	0,00 €	-768,90 €	894,49 €	826,05 €	-837,35 €
4		392,85 €	1.132,76 €	-739,91 €	0,00 €	-739,91 €	919,54 €	826,05 €	-833,40 €
5		398,42 €	1.108,61 €	-710,19 €	0,00 €	-710,19 €	945,29 €	826,05 €	-829,43 €
6		404,05 €	1.083,77 €	-679,73 €	0,00 €	-679,73 €	971,75 €	826,05 €	-825,44 €
7		409,72 €	1.058,21 €	-648,50 €	0,00 €	-648,50 €	998,96 €	826,05 €	-821,42 €
8		415,44 €	1.031,92 €	-616,48 €	0,00 €	-616,48 €	1.026,93 €	826,05 €	-817,37 €
9		421,20 €	1.004,86 €	-583,66 €	0,00 €	-583,66 €	1.055,69 €	826,05 €	-813,30 €
10		427,02 €	977,03 €	-550,01 €	0,00 €	-550,01 €	1.085,25 €	826,05 €	-809,21 €
11		432,88 €	948,39 €	-515,51 €	0,00 €	-515,51 €		826,05 €	310,53 €
12		438,79 €	950,16 €	-511,38 €	0,00 €	-511,38 €		826,05 €	314,67 €
13		444,74 €	538,94 €	-94,20 €	0,00 €	-94,20 €		413,02 €	318,82 €
14		450,74 €	127,74 €	323,00 €	80,75 €	242,25 €			242,25 €
15		456,79 €	129,59 €	327,20 €	81,80 €	245,40 €			245,40 €
16		462,88 €	131,47 €	331,41 €	82,85 €	248,56 €			248,56 €
17		469,02 €	133,38 €	335,64 €	83,91 €	251,73 €			251,73 €
18		475,21 €	135,31 €	339,89 €	84,97 €	254,92 €			254,92 €
19		481,44 €	137,28 €	344,16 €	86,04 €	258,12 €			258,12 €
20		487,71 €	139,27 €	348,44 €	87,11 €	261,33 €			261,33 €
21		494,03 €	141,29 €	352,74 €	88,18 €	264,55 €			264,55 €
22		500,39 €	143,33 €	357,05 €	89,26 €	267,79 €			267,79 €
23		506,79 €	145,41 €	361,38 €	90,34 €	271,03 €			271,03 €
24		513,24 €	147,52 €	365,72 €	91,43 €	274,29 €			274,29 €
25		519,73 €	149,66 €	370,07 €	92,52 €	277,55 €			277,55 €

Tabla 10: Flujo de caja instalación fotovoltaica conectada a red. Silicio Policristalino

Para el caso de silicio monocristalino se ha obtenido un VAN de -8.783,04€. Con lo que podemos decir que no es rentable la inversión, ya que nos sale un Valor Actual Neto negativo.

1.1.1.3. Silicio-amorfo**1.1.1.3.1. Datos de la instalación**

Para el caso de silicio-amorfo se utilizaran módulos fotovoltaicos NA-E135G5 con una potencia instalada de 3.240 Wp, los cuales generan una energía anual de 4.662,90 kWh.

La producción específica prevista en la instalación (kWh año/ kWp instalado) es de 1.439,17 kWh año/ kWp instalado.

Las pérdidas de producción anuales estimadas (Performance Ratio), han sido calculadas previamente en apartados anteriores y tienen un valor de 0,763%.

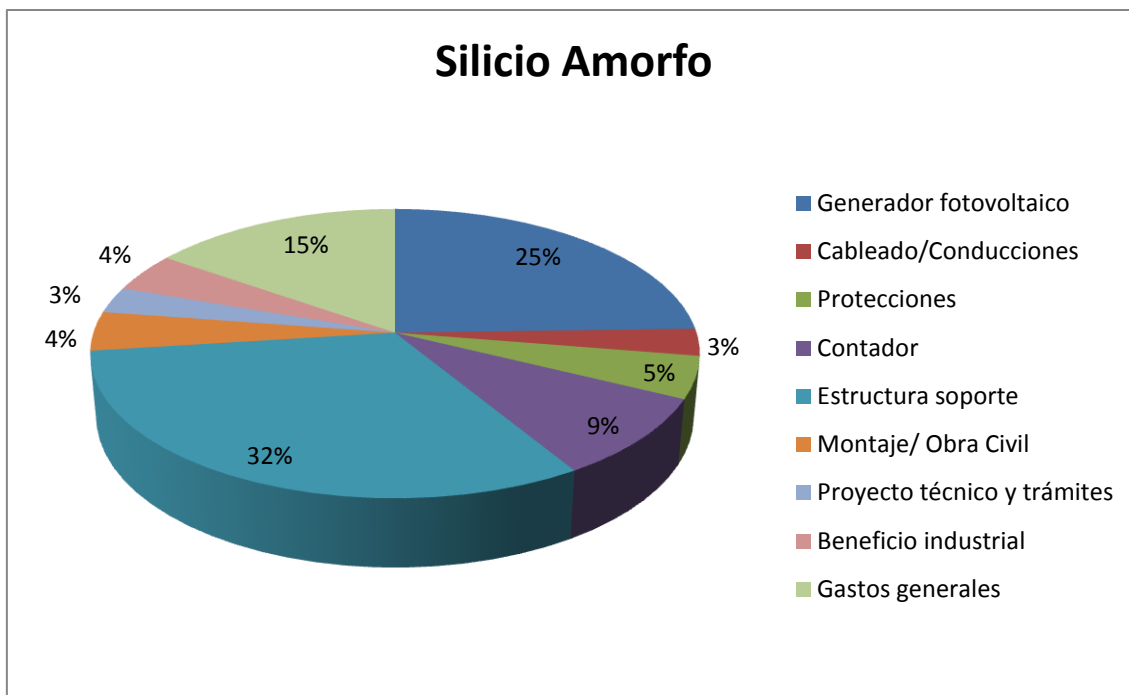
**1.1.1.3.2. Inversión**

En el siguiente apartado se explican detalladamente los elementos necesarios para el montaje e instalación del sistema fotovoltaico. En este presupuesto se especifica tanto el precio unitario por componente, como el total de cada conjunto.

Datos de la inversión			
Elementos	Cantidad	Precio unitario €	Importe €
Generador fotovoltaico			
Módulo solar fotovoltaico NA-E135G5 , potencia máxima 135 W.	24	47,25 €	1.134,00 €
Inversor para conexión a red SUNNY BOY SB 3000HF	1	1.514,78 €	1.514,78 €
Subtotal			2.648,78 €
Cableado			
Conductor DC de cobre "Cable unipolar RV-k - 0,6/1kV" - 4 mm2	60	0,88 €	52,80 €
Conductor AC de cobre "Cable unipolar RZ1-k - 0,6/1kV" - 10 mm2	135	1,83 €	247,05 €
Subtotal			299,85 €
Conducciones			
Tubo corrugado 16mm2, de PVC. Estanco. Aislante, no propagador de la llama.	30	0,26 €	7,80 €
Tubo corrugado 25mm2, de PVC. Estanco. Aislante, no propagador de la llama.	45	0,38 €	17,10 €
Subtotal			24,90 €
Magnetotermico			
Magnetotérmico 16 (A) DC para la maniobra y protección de strings	1	14,65 €	14,65 €
Magnetotérmico 16 (A) AC para la maniobra y protección de strings	1	21,54 €	21,54 €
Subtotal			36,19 €
Fusibles			
Fusible 16 (A) DC, Cylindrical type gG	1	4,47 €	4,47 €
Fusible 16 (A) AC, Cylindrical type AM	1	2,53 €	2,53 €
Subtotal			7,00 €
Caja de protección			
Caja de protección salida inversor. (Equipo PCA), UNCA-63 A de dimensiones 270 x 270 x 170 para una intensidad máxima de 63 A. (Equipo diseñado para proteger eléctricamente la línea desde la salida del inversor hasta la entrada del equipo de protección y medida regulado por la compañía eléctrica (CIA)	1	463,00 €	463,00 €
Subtotal			463,00 €
Contador			
Equipo CIA "contador", Compañía Iberdrola IF-TE para equipos de 5 kW hasta 42,5 kW. (equipo diseñado para proteger electricamente y realizar la medida de forma bidireccional)	1	972,30 €	972,30 €
Subtotal			972,30 €
Estructura Soporte			
Estructura Soporte	1	3.422,28 €	3.422,28 €
Subtotal			3.422,28 €
TOTAL			7.874,30 €
Presupuesto para conocimiento del cliente			
Montaje/ Obra Civil	6,00%		472,46 €
Proyecto técnico y trámites	4,00%		314,97 €
Presupuesto de ejecución por contrata			
Beneficio industrial	6,00%		472,46 €
Gastos generales	4,00%		314,97 €
I.V.A.	21,00%		1.653,60 €
TOTAL			11.102,76 €

Tabla 11: Presupuesto instalación fotovoltaica conectada a red. Silicio Amorfo

A continuación podemos ver un desglose de los porcentajes sobre el total de la inversión que atribuyen a cada parte de la instalación:



Gráfica 3: Desglose presupuesto instalación fotovoltaica conectada a red. Silicio Amorfo

1.1.1.3.3. Financiación

Se ha supuesto una inversión inicial propia del 30% y una financiación del 70% del presupuesto general restante con la entidad bancaria. Se ha fijado con el banco un tipo de interés nominal (Euribor +2) igual al 3%, del valor total del presupuesto de la instalación, amortizable en 10 años.

El pago del préstamo se realizará en un pago único anual durante 10 años, siendo el préstamo de 7.771,94 € con unos desembolsos anuales de 901.83 €.

Período	Cuota Anual	Intereses	Cuota amortización	Capital vivo	Capital amortizado
0				7.771,94 €	
1	901,83 €	217,61 €	684,22 €	7.087,72 €	684,22 €
2	901,83 €	198,46 €	703,38 €	6.384,34 €	1.387,60 €
3	901,83 €	178,76 €	723,07 €	5.661,27 €	2.110,67 €
4	901,83 €	158,52 €	743,32 €	4.917,95 €	2.853,98 €
5	901,83 €	137,70 €	764,13 €	4.153,82 €	3.618,11 €
6	901,83 €	116,31 €	785,53 €	3.368,30 €	4.403,64 €
7	901,83 €	94,31 €	807,52 €	2.560,78 €	5.211,16 €
8	901,83 €	71,70 €	830,13 €	1.730,64 €	6.041,29 €
9	901,83 €	48,46 €	853,37 €	877,27 €	6.894,67 €
10	901,83 €	24,56 €	877,27 €	0,00 €	7.771,94 €

Tabla 12: Financiación instalación fotovoltaica conectada a red. Silicio Amorfo

**1.1.1.3.4. Ingresos**

Para el cálculo de los ingresos se tendrán en cuenta los parámetros comentados en el apartado "4.1.1.1.4. Ingresos". Por lo tanto, los ingresos producidos por la generación de energía eléctrica para el caso del silicio amorfo son los siguientes:

AÑO	Pérdidas producción anuales	Pérdidas producción acumuladas	Producción energética anual (Kwh)	Precio kWh	Ingresos
1			4.662,90	0,05129 €	239,16 €
2	0,763%	0,76%	4.662,54	0,05203 €	242,61 €
3	0,763%	1,53%	4.661,83	0,05279 €	246,09 €
4	0,763%	2,29%	4.660,77	0,05355 €	249,60 €
5	0,763%	3,05%	4.659,35	0,05433 €	253,14 €
6	0,763%	3,81%	4.657,57	0,05512 €	256,72 €
7	0,763%	4,58%	4.655,44	0,05592 €	260,32 €
8	0,763%	5,34%	4.652,95	0,05673 €	263,95 €
9	0,763%	6,10%	4.650,12	0,05755 €	267,62 €
10	0,763%	6,86%	4.646,92	0,05838 €	271,31 €
11	0,763%	7,63%	4.643,38	0,05923 €	275,03 €
12	0,763%	8,39%	4.639,49	0,06009 €	278,79 €
13	0,763%	9,15%	4.635,24	0,06096 €	282,57 €
14	0,763%	9,91%	4.630,65	0,06185 €	286,39 €
15	0,763%	10,68%	4.625,70	0,06274 €	290,23 €
16	0,763%	11,44%	4.620,41	0,06365 €	294,10 €
17	0,763%	12,20%	4.614,78	0,06458 €	298,00 €
18	0,763%	12,96%	4.608,79	0,06551 €	301,93 €
19	0,763%	13,73%	4.602,47	0,06646 €	305,89 €
20	0,763%	14,49%	4.595,80	0,06743 €	309,87 €
21	0,763%	15,25%	4.588,79	0,06840 €	313,89 €
22	0,763%	16,01%	4.581,44	0,06939 €	317,93 €
23	0,763%	16,78%	4.573,76	0,07040 €	322,00 €
24	0,763%	17,54%	4.565,74	0,07142 €	326,09 €
25	0,763%	18,30%	4.557,38	0,07246 €	330,22 €

Tabla 13: Ingresos instalación fotovoltaica conectada a red. Silicio Amorfo

1.1.1.3.5. Costes de explotación

Los costes de explotación serán igual a la suma de los costes de funcionamiento de la instalación, costes financieros y costes de depreciación.

- Costes de funcionamiento de la instalación
Los costes de funcionamiento del primer año serán igual a los producidos por el seguro contratado (0.4% coste de la instalación) y a los costes de las labores de mantenimiento de la instalación (10M€/MWp). La suma de estos costes será igual a 76.81 €/año.



- Costes financieros

Los costes financieros, son los costes ocasionados por el préstamo del banco, es decir, los intereses. El Interés viene definido como, un índice utilizado para medir la rentabilidad de los ahorros o también el costo de un crédito. Se expresa generalmente como un porcentaje.

- Costes de depreciación

El coeficiente lineal máximo de nuestra instalación es del 8%, con un período máximo de 25 años. Estos costes se calcularán para la mitad de la vida de la instalación (12.5 años).

Finalmente, los costes de explotación serán los expuestos en la siguiente tabla:

AÑO	Costes de funcionamiento	Costes financieros	Costes de depreciación	Costes anuales
1	82,66 €	246,26 €	753,87 €	1.082,79 €
2	83,86 €	224,58 €	753,87 €	1.062,31 €
3	85,07 €	202,30 €	753,87 €	1.041,24 €
4	86,31 €	179,38 €	753,87 €	1.019,56 €
5	87,56 €	155,83 €	753,87 €	997,26 €
6	88,83 €	131,62 €	753,87 €	974,31 €
7	90,11 €	106,73 €	753,87 €	950,71 €
8	91,42 €	81,14 €	753,87 €	926,43 €
9	92,75 €	54,84 €	753,87 €	901,45 €
10	94,09 €	27,80 €	753,87 €	875,76 €
11	95,46 €		753,87 €	849,32 €
12	96,84 €		753,87 €	850,71 €
13	98,24 €		376,93 €	475,18 €
14	99,67 €			99,67 €
15	101,11 €			101,11 €
16	102,58 €			102,58 €
17	104,07 €			104,07 €
18	105,58 €			105,58 €
19	107,11 €			107,11 €
20	108,66 €			108,66 €
21	110,24 €			110,24 €
22	111,83 €			111,83 €
23	113,46 €			113,46 €
24	115,10 €			115,10 €
25	116,77 €			116,77 €

Tabla 14: Costes de explotación instalación fotovoltaica conectada a red. Silicio Amorfo

1.1.1.3.6. Flujo de caja, VAN y TIR

Teniendo en cuenta los parámetros considerados en el apartado 4.1.1.1.6. Flujo de caja, VAN y TIR", los resultados obtenidos para el caso de silicio-amorfo son los siguientes:



AÑO	Inversión	Ingresos	Costes de explotación	Beneficio bruto	Impuestos	Beneficio neto	Pago a principal	Costes de depreciación	Cash Flow
0	3.330,83 €								-3.330,83 €
1		239,16 €	962,17 €	-723,01 €	0,00 €	-723,01 €	684,22 €	667,74 €	-739,48 €
2		242,61 €	944,12 €	-701,51 €	0,00 €	-701,51 €	703,38 €	667,74 €	-737,15 €
3		246,09 €	925,56 €	-679,47 €	0,00 €	-679,47 €	723,07 €	667,74 €	-734,80 €
4		249,60 €	906,46 €	-656,86 €	0,00 €	-656,86 €	743,32 €	667,74 €	-732,43 €
5		253,14 €	886,81 €	-633,66 €	0,00 €	-633,66 €	764,13 €	667,74 €	-730,05 €
6		256,72 €	866,59 €	-609,88 €	0,00 €	-609,88 €	785,53 €	667,74 €	-727,66 €
7		260,32 €	845,79 €	-585,47 €	0,00 €	-585,47 €	807,52 €	667,74 €	-725,25 €
8		263,95 €	824,40 €	-560,44 €	0,00 €	-560,44 €	830,13 €	667,74 €	-722,84 €
9		267,62 €	802,39 €	-534,77 €	0,00 €	-534,77 €	853,37 €	667,74 €	-720,40 €
10		271,31 €	779,74 €	-508,43 €	0,00 €	-508,43 €	877,27 €	667,74 €	-717,96 €
11		275,03 €	756,44 €	-481,41 €	0,00 €	-481,41 €		667,74 €	186,33 €
12		278,79 €	757,73 €	-478,94 €	0,00 €	-478,94 €		667,74 €	188,80 €
13		282,57 €	425,17 €	-142,59 €	0,00 €	-142,59 €		333,87 €	191,28 €
14		286,39 €	92,62 €	193,77 €	48,44 €	145,32 €			145,32 €
15		290,23 €	93,96 €	196,27 €	49,07 €	147,20 €			147,20 €
16		294,10 €	95,32 €	198,77 €	49,69 €	149,08 €			149,08 €
17		298,00 €	96,71 €	201,29 €	50,32 €	150,97 €			150,97 €
18		301,93 €	98,11 €	203,82 €	50,96 €	152,87 €			152,87 €
19		305,89 €	99,53 €	206,36 €	51,59 €	154,77 €			154,77 €
20		309,87 €	100,97 €	208,90 €	52,22 €	156,67 €			156,67 €
21		313,89 €	102,44 €	211,45 €	52,86 €	158,59 €			158,59 €
22		317,93 €	103,92 €	214,00 €	53,50 €	160,50 €			160,50 €
23		322,00 €	105,43 €	216,57 €	54,14 €	162,42 €			162,42 €
24		326,09 €	106,96 €	219,13 €	54,78 €	164,35 €			164,35 €
25		330,22 €	108,51 €	221,70 €	55,43 €	166,28 €			166,28 €

Tabla 15: Flujo de caja instalación fotovoltaica conectada a red. Silicio Amorfo

Para el caso de silicio-amorfo se ha obtenido un VAN de -7.923,43 €. Con lo que podemos decir que no es rentable la inversión, ya que nos sale un Valor Actual Neto negativo.

1.1.1.4. Teluro de Cadmio

1.1.1.4.1. Datos de la instalación

Para el caso Teluro de Cadmio se utilizarán módulos fotovoltaicos CdTe FS-272, con una potencia instalada de 3.262,5 Wp, los cuales generan una energía anual de 4.756,05 kWh.

La producción específica prevista en la instalación (kWh año/ kWp instalado) es de 1.457,79 kWh año/ kWp instalado.

Las pérdidas de producción anuales estimadas (Performance Ratio), han sido calculadas previamente en apartados anteriores y tienen un valor de 0,773%

1.1.1.4.2. Inversión

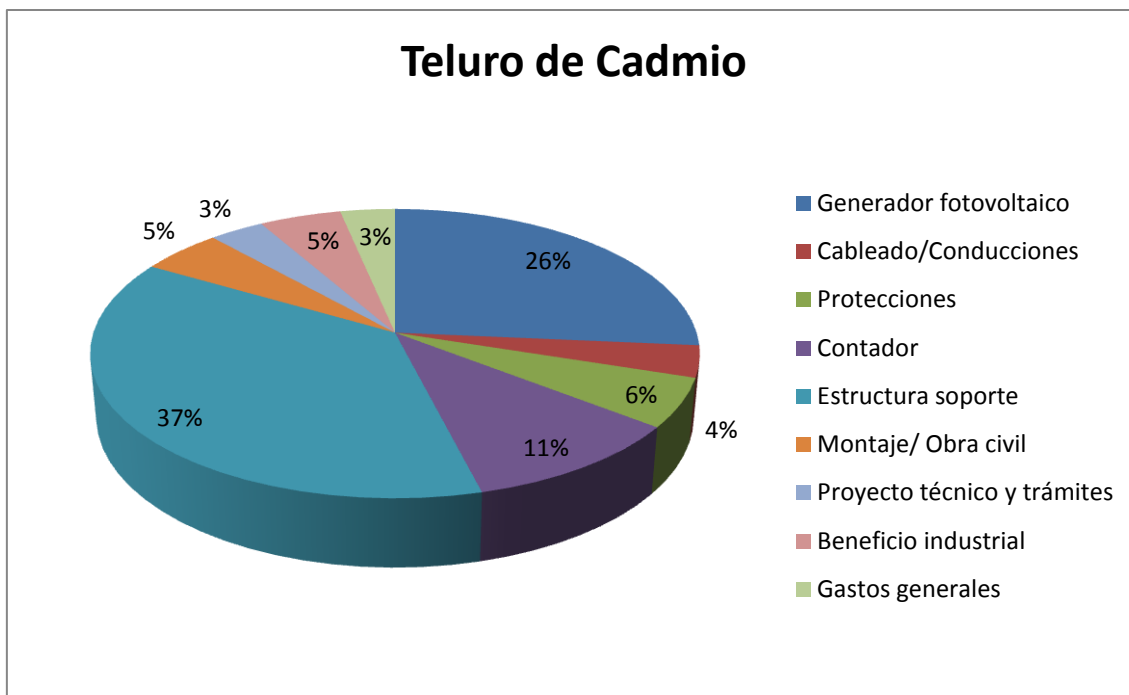
En el siguiente apartado se explican detalladamente los elementos necesarios para el montaje e instalación del sistema fotovoltaico. En este presupuesto se especifica tanto el precio unitario por componente, como el total de cada conjunto.



Datos de la inversión			
Elementos	Cantidad	Precio unitario €	Importe €
Generador fotovoltaico			
Módulo solar fotovoltaico CdT FS-272 , potencia máxima 72,5 W.	45	20,30 €	913,50 €
Inversor para conexión a red SUNNY BOY SB 3000HF	1	1.514,78 €	1.514,78 €
Subtotal			2.428,28 €
Cableado			
Conductor DC de cobre "Cable unipolar RV-k - 0,6/1kV" - 4 mm2	60	0,88 €	52,80 €
Conductor AC de cobre "Cable unipolar RZ1-k - 0,6/1kV" - 10 mm2	135	1,83 €	247,05 €
Subtotal			299,85 €
Conducciones			
Tubo corrugado 16mm2, de PVC. Estanco. Aislante, no propagador de la llama.	30	0,26 €	7,80 €
Tubo corrugado 25mm2, de PVC. Estanco. Aislante, no propagador de la llama.	45	0,38 €	17,10 €
Subtotal			24,90 €
Magnetotérmico			
Magnetotérmico 10 (A) DC para la maniobra y protección de strings	1	14,65 €	14,65 €
Magnetotérmico 16 (A) AC para la maniobra y protección de strings	1	21,54 €	21,54 €
Subtotal			36,19 €
Fusibles			
Fusible 10 (A) DC, Cylindrical type gG	1	4,47 €	4,47 €
Fusible 16 (A) AC, Cylindrical type AM	1	2,53 €	2,53 €
Subtotal			7,00 €
Caja de protección			
Caja de protección salida inversor. (Equipo PCA), UNCA-63 A de dimensiones 270 x 270 x 170 para una intensidad máxima de 63 A. (Equipo diseñado para proteger eléctricamente la línea desde la salida del inversor hasta la entrada del equipo de protección y medida regulado por la compañía eléctrica (CIA)	1	463,00 €	463,00 €
Subtotal			463,00 €
Contador			
Equipo CIA "contador", Compañía Iberdrola IF-TE para equipos de 5 kW hasta 42,5 kW. (equipo diseñado para proteger electricamente y realizar la medida de forma bidireccional)	1	972,30 €	972,30 €
Subtotal			972,30 €
Estructura Soporte			
Estructura Soporte	1	3.432,28 €	3.432,28 €
Subtotal			3.432,28 €
TOTAL			7.663,80 €
Presupuesto para conocimiento del cliente			
Montaje/ Obra Civil	6,00%		459,83 €
Proyecto técnico y trámites	4,00%		306,55 €
Presupuesto de ejecución por contrata			
Beneficio industrial	6,00%		459,83 €
Gastos generales	4,00%		306,55 €
I.V.A.	21,00%		1.609,40 €
TOTAL			10.805,96 €

Tabla 16: Presupuesto instalación fotovoltaica conectada a red. Teluro de Cadmio

A continuación podemos ver un desglose de los porcentajes sobre el total de la inversión que atribuyen a cada parte de la instalación:



Gráfica 4: Desglose presupuesto instalación fotovoltaica conectada a red. Teluro de Cadmio

1.1.1.4.3. Financiación

Se ha supuesto una inversión inicial propia del 30% y una financiación del 70% del presupuesto general restante con la entidad bancaria. Se ha fijado con el banco un tipo de interés nominal (Euribor +2) igual al 3%, del valor total del presupuesto de la instalación, amortizable en 10 años.

El pago del préstamo se realizará en un pago único anual durante 10 años, siendo el préstamo de 7.564,17 € con unos desembolsos anuales 877.72 €.

Período	Cuota Anual	Intereses	Cuota amortización	Capital vivo	Capital amortizado
0				7.564,17 €	
1	877,72 €	211,80 €	665,93 €	6.898,24 €	665,93 €
2	877,72 €	193,15 €	684,57 €	6.213,67 €	1.350,50 €
3	877,72 €	173,98 €	703,74 €	5.509,93 €	2.054,24 €
4	877,72 €	154,28 €	723,45 €	4.786,48 €	2.777,69 €
5	877,72 €	134,02 €	743,70 €	4.042,78 €	3.521,39 €
6	877,72 €	113,20 €	764,53 €	3.278,25 €	4.285,92 €
7	877,72 €	91,79 €	785,93 €	2.492,32 €	5.071,85 €
8	877,72 €	69,78 €	807,94 €	1.684,38 €	5.879,79 €
9	877,72 €	47,16 €	830,56 €	853,82 €	6.710,35 €
10	877,72 €	23,91 €	853,82 €	0,00 €	7.564,17 €

Tabla 17: Financiación instalación fotovoltaica conectada a red. Teluro de Cadmio

**1.1.1.4.4. Ingresos**

Para el cálculo de los ingresos se tendrán en cuenta los parámetros comentados en el apartado "4.1.1.1.4. Ingresos". Por lo tanto, los ingresos producidos por la generación de energía eléctrica para el caso del teluro de cadmio son los siguientes:

AÑO	Pérdidas producción anuales	Pérdidas producción acumuladas	Producción energética anual (Kwh)	Precio kWh	Ingresos
1			4.756,05	0,05129 €	243,94 €
2	0,773%	0,77%	4.755,68	0,05203 €	247,46 €
3	0,773%	1,55%	4.754,95	0,05279 €	251,01 €
4	0,773%	2,32%	4.753,85	0,05355 €	254,59 €
5	0,773%	3,09%	4.752,38	0,05433 €	258,20 €
6	0,773%	3,86%	4.750,54	0,05512 €	261,84 €
7	0,773%	4,64%	4.748,34	0,05592 €	265,51 €
8	0,773%	5,41%	4.745,77	0,05673 €	269,22 €
9	0,773%	6,18%	4.742,84	0,05755 €	272,95 €
10	0,773%	6,95%	4.739,54	0,05838 €	276,72 €
11	0,773%	7,73%	4.735,88	0,05923 €	280,51 €
12	0,773%	8,50%	4.731,86	0,06009 €	284,34 €
13	0,773%	9,27%	4.727,47	0,06096 €	288,19 €
14	0,773%	10,04%	4.722,72	0,06185 €	292,08 €
15	0,773%	10,82%	4.717,61	0,06274 €	295,99 €
16	0,773%	11,59%	4.712,15	0,06365 €	299,94 €
17	0,773%	12,36%	4.706,32	0,06458 €	303,91 €
18	0,773%	13,13%	4.700,14	0,06551 €	307,91 €
19	0,773%	13,91%	4.693,61	0,06646 €	311,94 €
20	0,773%	14,68%	4.686,72	0,06743 €	316,00 €
21	0,773%	15,45%	4.679,48	0,06840 €	320,09 €
22	0,773%	16,22%	4.671,89	0,06939 €	324,20 €
23	0,773%	17,00%	4.663,95	0,07040 €	328,35 €
24	0,773%	17,77%	4.655,66	0,07142 €	332,51 €
25	0,773%	18,54%	4.647,03	0,07246 €	336,71 €

Tabla 18: Ingresos instalación fotovoltaica conectada a red. Teluro de Cadmio

1.1.1.4.5. Costes de explotación

Los costes de explotación serán igual a la suma de los costes de funcionamiento de la instalación, costes financieros y costes de depreciación.

- Costes de funcionamiento de la instalación

Los costes de funcionamiento del primer año serán igual a los producidos por el seguro contratado (0.4% coste de la instalación) y a los costes de las labores de mantenimiento de la instalación (10M€/MWp). La suma de estos costes será igual a 75.85 €/año.



- Costes financieros

Los costes financieros, son los costes ocasionados por el préstamo del banco, es decir, los intereses. El Interés viene definido como, un índice utilizado para medir la rentabilidad de los ahorros o también el costo de un crédito. Se expresa generalmente como un porcentaje.

- Costes de depreciación

El coeficiente lineal máximo de nuestra instalación es del 8%, con un período máximo de 25 años. Estos costes se calcularán para la mitad de la vida de la instalación (12.5 años).

Finalmente, los costes de explotación serán los expuestos en la siguiente tabla:

AÑO	Costes de funcionamiento	Costes financieros	Costes de depreciación	Costes anuales
1	75,85 €	211,80 €	649,89 €	937,54 €
2	76,95 €	193,15 €	649,89 €	919,99 €
3	78,06 €	173,98 €	649,89 €	901,94 €
4	79,20 €	154,28 €	649,89 €	883,36 €
5	80,34 €	134,02 €	649,89 €	864,26 €
6	81,51 €	113,20 €	649,89 €	844,60 €
7	82,69 €	91,79 €	649,89 €	824,37 €
8	83,89 €	69,78 €	649,89 €	803,57 €
9	85,11 €	47,16 €	649,89 €	782,16 €
10	86,34 €	23,91 €	649,89 €	760,14 €
11	87,59 €		649,89 €	737,48 €
12	88,86 €		649,89 €	738,75 €
13	90,15 €		324,95 €	415,10 €
14	91,46 €			91,46 €
15	92,78 €			92,78 €
16	94,13 €			94,13 €
17	95,50 €			95,50 €
18	96,88 €			96,88 €
19	98,28 €			98,28 €
20	99,71 €			99,71 €
21	101,16 €			101,16 €
22	102,62 €			102,62 €
23	104,11 €			104,11 €
24	105,62 €			105,62 €
25	107,15 €			107,15 €

Tabla 19: Costes de explotación instalación fotovoltaica conectada a red. Teluro de Cadmio

1.1.1.4.6. Flujo de caja, VAN y TIR

Teniendo en cuenta los parámetros considerados en el apartado 4.1.1.1.6. Flujo de caja, VAN y TIR, los resultados obtenidos para el caso de Teluro de cadmio son los siguientes:



AÑO	Inversión	Ingresos	Costes de explotación	Beneficio bruto	Impuestos	Beneficio neto	Pago a principal	Costes de depreciación	Cash Flow
0	3.241,79 €								-3.241,79 €
1		243,94 €	937,54 €	-693,60 €	0,00 €	-693,60 €	665,93 €	649,89 €	-709,64 €
2		247,46 €	919,99 €	-672,53 €	0,00 €	-672,53 €	684,57 €	649,89 €	-707,22 €
3		251,01 €	901,94 €	-650,93 €	0,00 €	-650,93 €	703,74 €	649,89 €	-704,78 €
4		254,59 €	883,36 €	-628,78 €	0,00 €	-628,78 €	723,45 €	649,89 €	-702,34 €
5		258,20 €	864,26 €	-606,06 €	0,00 €	-606,06 €	743,70 €	649,89 €	-699,87 €
6		261,84 €	844,60 €	-582,76 €	0,00 €	-582,76 €	764,53 €	649,89 €	-697,39 €
7		265,51 €	824,37 €	-558,86 €	0,00 €	-558,86 €	785,93 €	649,89 €	-694,90 €
8		269,22 €	803,57 €	-534,35 €	0,00 €	-534,35 €	807,94 €	649,89 €	-692,40 €
9		272,95 €	782,16 €	-509,21 €	0,00 €	-509,21 €	830,56 €	649,89 €	-689,88 €
10		276,72 €	760,14 €	-483,42 €	0,00 €	-483,42 €	853,82 €	649,89 €	-687,35 €
11		280,51 €	737,48 €	-456,97 €	0,00 €	-456,97 €		649,89 €	-192,92 €
12		284,34 €	738,75 €	-454,41 €	0,00 €	-454,41 €		649,89 €	195,48 €
13		288,19 €	415,10 €	-126,90 €	0,00 €	-126,90 €		324,95 €	198,04 €
14		292,08 €	91,46 €	200,62 €	50,16 €	150,47 €			150,47 €
15		295,99 €	92,78 €	203,21 €	50,80 €	152,41 €			152,41 €
16		299,94 €	94,13 €	205,81 €	51,45 €	154,36 €			154,36 €
17		303,91 €	95,50 €	208,42 €	52,10 €	156,31 €			156,31 €
18		307,91 €	96,88 €	211,03 €	52,76 €	158,28 €			158,28 €
19		311,94 €	98,28 €	213,66 €	53,41 €	160,24 €			160,24 €
20		316,00 €	99,71 €	216,29 €	54,07 €	162,22 €			162,22 €
21		320,09 €	101,16 €	218,93 €	54,73 €	164,20 €			164,20 €
22		324,20 €	102,62 €	221,58 €	55,40 €	166,19 €			166,19 €
23		328,35 €	104,11 €	224,24 €	56,06 €	168,18 €			168,18 €
24		332,51 €	105,62 €	226,89 €	56,72 €	170,17 €			170,17 €
25		336,71 €	107,15 €	229,56 €	57,39 €	172,17 €			172,17 €

Tabla 20: Flujo de caja instalación fotovoltaica conectada a red. Teluro de Cadmio

Para el caso de silicio-amorfo se ha obtenido un VAN de -7.564,36 €. Con lo que podemos decir que no es rentable la inversión, ya que nos sale un Valor Actual Neto negativo.

1.1.2. Análisis económico instalación fotovoltaica aislada

1.1.2.1. Silicio Monocristalino

1.1.2.1.1. Datos de la instalación

Para el caso de silicio monocristalino se utilizaran módulos fotovoltaicos Q, PEAK-G3 con una potencia instalada de 3920Wp que se utilizaran para sustentar el consumo de la vivienda que asciende a 8.356 Wh/día.

1.1.2.1.2. Inversión

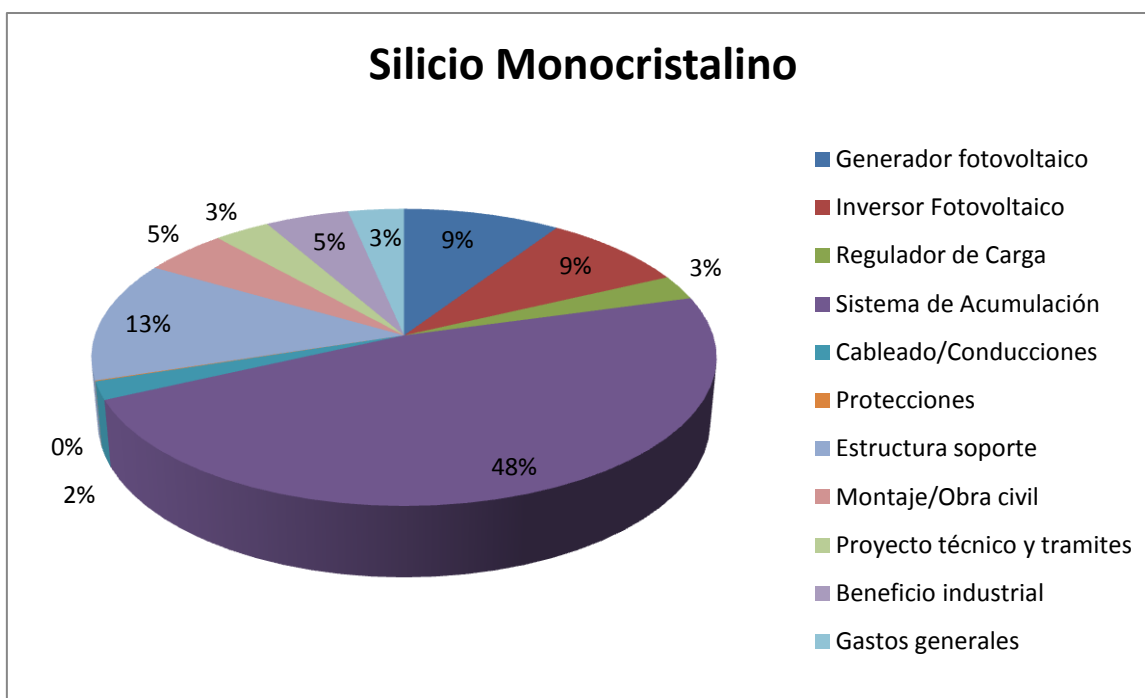
En el siguiente apartado se especificara de manera detallada los elementos necesarios para el montaje e instalación del sistema fotovoltaico. En este presupuesto se especificara el precio unitario de cada componente así como los totales del conjunto.



Datos de la inversión			
Elementos	Cantidad	Precio unitario €	Importe €
Generador fotovoltaico			
Módulo solar fotovoltaico Q.PEAK-G3, potencia máxima 280W.	14	154,00 €	2.156,00 €
Subtotal			2.156,00 €
Inversor Fotovoltaico			
Intersor Tauro BC 5048 48Vcc/220Vca	1	1.990,80 €	1.990,80 €
Subtotal			1.990,80 €
Regulador de Carga			
Regulador de carga FLEXmax FM80-150 VDC	1	621,94 €	621,94 €
Subtotal			621,94 €
Sistema de Acumulación			
Bateria estacionaria Enersol T1250 C120, de 6 vasos de 2 V y 1282Ah	8	1.365,20 €	10.921,60 €
Subtotal			10.921,60 €
Cableado			
Conductor de cobre "Cable unipolar RV-k - 0,6/1kV" -50 mm2	40	7,19 €	287,60 €
Conductor de cobre "Cable unipolar RV-k - 0,6/1kV" -35 mm2	10	4,29 €	42,90 €
Conductor de cobre "Cable unipolar RV-k - 0,6/1kV" -10 mm2	10	1,83 €	18,30 €
Conductor de cobre "Cable unipolar RV-k - 0,6/1kV" -6 mm2	50	1,55 €	77,50 €
Subtotal			426,30 €
Conducciones			
Tubo corrugado 40 mm, de PVC. Estanco. Aislante, no propagador de la llama	20	0,79 €	15,80 €
Tubo corrugado 25 mm, de PVC. Estanco. Aislante, no propagador de la llama	10	0,38 €	3,80 €
Tubo corrugado 16 mm, de PVC. Estanco. Aislante, no propagador de la llama	25	0,26 €	6,50 €
Subtotal			26,10 €
Protecciones			
Fusible Cylindrical Type gG 80A	2	5,24 €	10,48 €
Fusible Cylindrical Type gG 60A	2	4,05 €	8,10 €
Subtotal			18,58 €
Estructura Soporte			
Estructura Soporte	1	3.025,12 €	3.025,12 €
Subtotal			3.025,12 €
TOTAL			19.186,44 €
Presupuesto para conocimiento del cliente			
Montaje/Obra civil	6,00%		1.151,19 €
Proyecto técnico y trámites	4,00%		767,46 €
Presupuesto de ejecución por contrata			
Beneficio industrial	6,00%		1.151,19 €
Gastos generales	4,00%		767,46 €
I.V.A.	21,00%		4.029,15 €
TOTAL			27.052,88 €

Tabla 21: Presupuesto instalación fotovoltaica aislada. Silicio Monocristalino

A continuación podemos ver un desglose de los porcentajes sobre el total de la inversión que atribuyen a cada parte de la instalación:



Gráfica 5: Desglose presupuesto instalación fotovoltaica aislada. Silicio Monocristalino

1.1.2.1.3. Financiación

Se entiende por inversión, un término económico, con varias acepciones relacionadas con el ahorro, la ubicación de capital, y la postergación del consumo, en otras palabras el importe presupuestado en el proyecto general de la instalación fotovoltaica, menos la parte financiada por la entidad bancaria.

A diferencia del análisis de conexión a red, en este caso se solicitaran dos préstamos, uno para la instalación aislada a pagar en 10 años y otro ocasionado por la vida útil de las baterías que tienen una vida media aproximada de 12 años, según fabricante. La duración del segundo préstamo es de 6 años.

Hemos supuesto una inversión inicial propia del 30% y una financiación del 70% del presupuesto general restante con la entidad bancaria. Se ha fijado con el banco un tipo de interés nominal (Euribor +2) igual al 3%, del valor total del presupuesto de la instalación, amortizable en 10 años.

El pago del préstamo uno, se realizará en un pago único anual durante 10 años, siendo el préstamo de 18.937,02 € con unos desembolsos anuales de 2.163,72 €.

El pago del préstamo dos, se realizará en un pago único anual durante 6 años, siendo el préstamo de 7.645,11 € con unos desembolsos anuales en 1.387,97€.



Periodos de pago	Cuota Anual	Intereses	Cuota Amortización	Capital Amortizado	Capital Vivo
0					18.937,02
1	2.163,72	473,43	1.690,29	1.690,29	17.246,72
2	2.163,72	431,17	1.732,55	3.422,85	15.514,17
3	2.163,72	387,85	1.775,87	5.198,71	13.738,30
4	2.163,72	343,46	1.820,26	7.018,97	11.918,04
5	2.163,72	297,95	1.865,77	8.884,74	10.052,27
6	2.163,72	251,31	1.912,41	10.797,16	8.139,86
7	2.163,72	203,50	1.960,22	12.757,38	6.179,64
8	2.163,72	154,49	2.009,23	14.766,61	4.170,41
9	2.163,72	104,26	2.059,46	16.826,07	2.110,95
10	2.163,72	52,77	2.110,95	18.937,02	0,00
11					
12					7.645,11
13	1.387,97	191,13	1.196,84	1.196,84	6.448,27
14	1.387,97	161,21	1.226,76	2.423,61	5.221,51
15	1.387,97	130,54	1.257,43	3.681,04	3.964,08
16	1.387,97	99,10	1.288,87	4.969,91	2.675,21
17	1.387,97	66,88	1.321,09	6.291,00	1.354,12
18	1.387,97	33,85	1.354,12	7.645,11	0,00

Tabla 22: Financiación instalación fotovoltaica aislada. Silicio Monocristalino

La cuota anual a pagar del préstamo es la suma de la cuota de amortización más los intereses, es decir, la cantidad total fija que deberemos pagar al banco anualmente.

Los intereses de cada año se calculan mediante la siguiente expresión:

$$\text{Intereses}_{\text{año},n} = \text{Capital vivo}_{\text{año},n-1} * \text{interes fijo}$$

Siendo el capital vivo la deuda que va quedando por pagar del préstamo una vez que se va realizando el pago anualmente, es decir, el capital pendiente de amortización en un momento dado.

El capital amortizado será igual a la cuota de amortización más el capital amortizado como indica la siguiente expresión:

$$\text{Capital amortizado}_{\text{año},n} = \text{Cuota amortización}_{\text{año},n} + \text{Capital amortizado}_{\text{año},n-1}$$

1.1.2.1.4. Costes de explotación

En nuestro caso, los costes de explotación serán igual a la suma de los costes de funcionamiento de la instalación, costes financieros y ahorro de la factura eléctrica.

- Costes de funcionamiento de la instalación

Para que la instalación fotovoltaica obtenga el esperado rendimiento económico durante los 25 años de vida de la instalación, es necesario la existencia de dos pequeños gastos anuales, el seguro y el mantenimiento.



Los costes de funcionamiento del primer año serán igual a los producidos por las tasas del seguro contratado para cubrir posibles pérdidas en la generación eléctrica o desperfectos en la instalación, ya sea por fenómenos meteorológicos o por cualquier otro tipo de agente externo (0.4% Costes de la instalación) y al coste de las labores de mantenimiento para el correcto funcionamiento de la instalación (10M €/MWp) La suma de estos costes será igual a 147.41 €/año.

El IPC subyacente estimado medio, para los 25 años objeto de nuestro estudio, válido para costes de funcionamiento, es de 1,45%

$$\text{Costes funcionamiento}_{\text{año},n} = (1 + \text{IPC}\%) * \text{Costes funcionamiento}_{\text{año},n-1}$$

- Costes financieros

Los costes financieros, son los costes ocasionados por el préstamo del banco, es decir, los intereses. El Interés viene definido como, un índice utilizado para medir la rentabilidad de los ahorros o también el costo de un crédito. Se expresa generalmente como un porcentaje.

$$\text{Intereses}_{\text{año},n} = \text{Capital vivo}_{\text{año},n-1} * \text{interes fijo}$$

- Ahorro en la factura

En este caso, dado que la instalación fotovoltaica está aislada de la red, se tendrán que tener en cuenta los ahorros en la factura eléctrica.

Concepto	Cálculos	Importes(€)
Facturación del consumo	8,356 KWH x 0,124985 EUR/KWH	381,1967509
Potencia	6,9 KW x 365 días x 0,09767 EUR/KW Y DIA	246,9800824
Impuestos	(B+C) EUR x 1,05113 x 4,864 %	32,11677384
Alquiler de equipos eléctricos	365 días x 0,0266 EUR	9,709

Subtotal	670,0026071
IVA NORMAL 21 %	140,7005475
TOTAL	810,7031546

Tabla 23: Ahorro en la factura instalación fotovoltaica aislada. Silicio Monocristalino

Por lo tanto, los costes de explotación para la instalación fotovoltaica aislada de silicio monocristalino son los siguientes:



AÑO	Costes de funcionamiento	Costes financieros	No costes= ahorro de la factura	Costes anuales
1	147,41	473,43	810,70	-189,87
2	149,55	431,17	822,46	-239,74
3	151,72	387,85	834,38	-291,81
4	153,92	343,46	846,48	-345,11
5	156,15	297,95	858,76	-399,66
6	158,41	251,31	871,21	-455,49
7	160,71	203,50	883,84	-512,63
8	163,04	154,49	896,66	-571,13
9	165,40	104,26	909,66	-630,99
10	167,80	52,77	922,85	-692,27
11	170,24	0,00	936,23	-754,99
12	172,70	0,00	949,80	-765,10
13	175,21	191,13	963,58	-584,24
14	177,75	161,21	977,55	-624,59
15	180,33	130,54	991,72	-665,86
16	182,94	99,10	1.006,10	-708,06
17	185,59	66,88	1.020,69	-751,22
18	188,29	33,85	1.035,49	-795,35
19	191,02	0,00	1.050,51	-840,49
20	193,79	0,00	1.065,74	-851,95
21	196,59	0,00	1.081,19	-863,60
22	199,45	0,00	1.096,87	-875,42
23	202,34	0,00	1.112,77	-887,44
24	205,27	0,00	1.128,91	-899,64
25	208,25	0,00	1.145,28	-912,03

Tabla 24: Costes de explotación instalación fotovoltaica aislada. Silicio Monocristalino

1.1.2.1.5. Flujo de caja, VAN y TIR

Teniendo en cuenta los parámetros considerados en el apartado "4.1.1.1.4. Flujo de Caja, VAN y TIR", los resultados obtenidos para el caso de silicio monocristalino son los siguientes:



AÑO	Inversión	Costes	Beneficio bruto= beneficio neto	Pago a principal	Cash Flow	Cash Flow actualizado
0	8.116					
1		-189,87	189,87	1.690,29	-1.500,43	-1.428,98
2		-239,74	239,74	1.732,55	-1.492,81	-1.354,02
3		-291,81	291,81	1.775,87	-1.484,05	-1.281,98
4		-345,11	345,11	1.820,26	-1.475,15	-1.213,61
5		-399,66	399,66	1.865,77	-1.466,11	-1.148,74
6		-455,49	455,49	1.912,41	-1.456,92	-1.087,18
7		-512,63	512,63	1.960,22	-1.447,59	-1.028,77
8		-571,13	571,13	2.009,23	-1.438,10	-973,37
9		-630,99	630,99	2.059,46	-1.428,47	-920,80
10		-692,27	692,27	2.110,95	-1.418,67	-870,94
11		-754,99	754,99	0,00	754,99	441,43
12	3276,3	-765,10	765,10	0,00	765,10	426,04
13		-584,24	584,24	1.196,84	-612,60	-324,88
14		-624,59	624,59	1.226,76	-602,17	-304,14
15		-665,86	665,86	1.257,43	-591,57	-284,56
16		-708,06	708,06	1.288,87	-580,81	-266,07
17		-751,22	751,22	1.321,09	-569,87	-248,63
18		-795,35	795,35	1.354,12	-558,76	-232,18
19		-840,49	840,49	0,00	840,49	332,61
20		-851,95	851,95	0,00	851,95	321,09
21		-863,60	863,60	0,00	863,60	309,98
22		-875,42	875,42	0,00	875,42	299,26
23		-887,44	887,44	0,00	887,44	288,92
24		-899,64	899,64	0,00	899,64	278,95
25		-912,03	912,03	0,00	912,03	269,33

Tabla 25: Flujo de caja instalación fotovoltaica aislada. Silicio Monocristalino

Para el caso de silicio monocristalino se ha obtenido un VAN de -19.941,31 €. Con lo que podemos decir que no es rentable la inversión, ya que nos sale un Valor Actual Neto negativo.

1.1.2.2. Silicio Policristalino

1.1.2.2.1. Datos de la instalación

Para el caso de silicio policristalino se utilizaran módulos fotovoltaicos Q, PRO L300 con una potencia instalada de 4200 Wp que se utilizaran para sustentar el consumo de la vivienda que asciende a 8356 Wh/día

1.1.2.2.2. Inversión

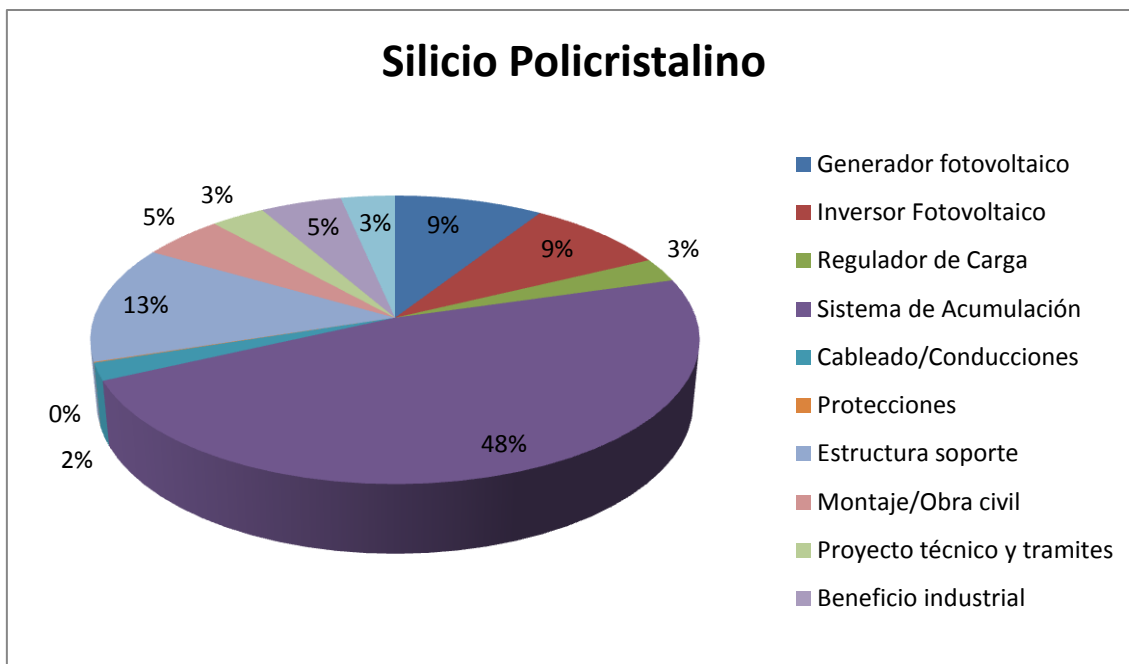
En el siguiente apartado se especificara de manera detallada los elementos necesarios para el montaje e instalación del sistema fotovoltaico. En este presupuesto se especificara el precio unitario de cada componente así como los totales del conjunto.



Datos de la inversión			
Elementos	Cantidad	Precio unitario €	Importe €
Generador fotovoltaico			
Módulo solar fotovoltaico Q.PRO L300, potencia máxima 300W.	14	150,00 €	2.100,00 €
Subtotal			2.100,00 €
Inversor Fotovoltaico			
Inversor Tauro BC 5048 48Vcc/220Vca	1	1.990,80 €	1.990,80 €
Subtotal			1.990,80 €
Regulador de Carga			
Regulador de carga FLEXmax FM80-150 VDC	1	621,94 €	621,94 €
Subtotal			621,94 €
Sistema de Acumulación			
Batería estacionaria Enersol T1250 C120, de 6 vasos de 2 V y 1282Ah	8	1.365,20 €	10.921,60 €
Subtotal			10.921,60 €
Cableado			
Conductor de cobre "Cable unipolar RV-k - 0,6/1kV" -50 mm2	40	7,19 €	287,60 €
Conductor de cobre "Cable unipolar RV-k - 0,6/1kV" -35 mm2	10	4,29 €	42,90 €
Conductor de cobre "Cable unipolar RV-k - 0,6/1kV" -6 mm2	60	1,55 €	93,00 €
Subtotal			423,50 €
Conducciones			
Tubo corrugado 40 mm, de PVC. Estanco. Aislante, no propagador de la llama	20	0,79 €	15,80 €
Tubo corrugado 25 mm, de PVC. Estanco. Aislante, no propagador de la llama	10	0,38 €	3,80 €
Tubo corrugado 16 mm, de PVC. Estanco. Aislante, no propagador de la llama	25	0,26 €	6,50 €
Subtotal			26,10 €
Protecciones			
Fusible Cylindrical Type gG 80A	2	5,24 €	10,48 €
Fusible Cylindrical Type gG 60A	2	4,05 €	8,10 €
Subtotal			18,58 €
Estructura Soporte			
Estructura Soporte	1	3.025,12 €	3.025,12 €
Subtotal			3.025,12 €
TOTAL			19.127,64 €
Presupuesto para conocimiento del cliente			
Montaje/Obra civil	6,00%		1.147,66 €
Proyecto técnico y trámites	4,00%		765,11 €
Presupuesto de ejecución por contrata			
Beneficio industrial	6,00%		1.147,66 €
Gastos generales	4,00%		765,11 €
I.V.A.	21,00%		4.016,80 €
TOTAL			26.969,97 €

Tabla 26: Presupuesto instalación fotovoltaica aislada. Silicio Policristalino

A continuación podemos ver un desglose de los porcentajes sobre el total de la inversión que atribuyen a cada parte de la instalación:



Gráfica 6: Desglose presupuesto instalación fotovoltaica aislada. Silicio Policristalino

1.1.2.2.3. Financiación

Se entiende por inversión, un término económico, con varias acepciones relacionadas con el ahorro, la ubicación de capital, y la postergación del consumo, en otras palabras el importe presupuestado en el proyecto general de la instalación fotovoltaica, menos la parte financiada por la entidad bancaria.

A diferencia del análisis de conexión a red, en este caso se solicitaran dos préstamos, uno para la instalación aislada a pagar en 10 años y otro ocasionado por la vida útil de las baterías que tienen una vida media aproximada de 12 años, según fabricante. La duración del segundo préstamo es de 6 años.

Hemos supuesto una inversión inicial propia del 30% y una financiación del 70% del presupuesto general restante con la entidad bancaria. Se ha fijado con el banco un tipo de interés nominal (Euribor +2) igual al 3%, del valor total del presupuesto de la instalación, amortizable en 10 años.

El pago del préstamo uno, se realizará en un pago único anual durante 10 años, siendo el préstamo de 18.878,98 € con unos desembolsos anuales de 2.157,09 €.

El pago del préstamo dos, se realizará en un pago único anual durante 106 años, siendo el préstamo de 7.645,11 € con unos desembolsos anuales en concepto de interés de 1.387,97 €.



Periodos de pago	Cuota Anual	Intereses	Cuota Amortización	Capital Amortizado	Capital Vivo
0					18878,98
1	2.157,09	471,97	1.685,11	1.685,11	17.193,86
2	2.157,09	429,85	1.727,24	3.412,36	15.466,62
3	2.157,09	386,67	1.770,42	5.182,78	13.696,20
4	2.157,09	342,40	1.814,68	6.997,46	11.881,52
5	2.157,09	297,04	1.860,05	8.857,51	10.021,46
6	2.157,09	250,54	1.906,55	10.764,07	8.114,91
7	2.157,09	202,87	1.954,22	12.718,28	6.160,70
8	2.157,09	154,02	2.003,07	14.721,35	4.157,63
9	2.157,09	103,94	2.053,15	16.774,50	2.104,48
10	2.157,09	52,61	2.104,48	18.878,98	0,00
11					
12					7.645,11
13	1.387,97	191,13	1.196,84	1.196,84	6.448,27
14	1.387,97	161,21	1.226,76	2.423,61	5.221,51
15	1.387,97	130,54	1.257,43	3.681,04	3.964,08
16	1.387,97	99,10	1.288,87	4.969,91	2.675,21
17	1.387,97	66,88	1.321,09	6.291,00	1.354,12
18	1.387,97	33,85	1.354,12	7.645,11	0,00

Tabla 27: Financiación instalación fotovoltaica aislada. Silicio Policristalino

La cuota anual a pagar del préstamo es la suma de la cuota de amortización más los intereses, es decir, la cantidad total fija que deberemos pagar al banco anualmente.

Los intereses de cada año se calculan mediante la siguiente expresión:

$$\text{Intereses}_{\text{año},n} = \text{Capital vivo}_{\text{año},n-1} * \text{interes fijo}$$

Siendo el capital vivo la deuda que va quedando por pagar del préstamo una vez que se va realizando el pago anualmente, es decir, el capital pendiente de amortización en un momento dado.

El capital amortizado será igual a la cuota de amortización más el capital amortizado como indica la siguiente expresión:

$$\text{Capital amortizado}_{\text{año},n} = \text{Cuota amortización}_{\text{año},n} + \text{Capital amortizado}_{\text{año},n-1}$$

1.1.2.2.4. Costes de explotación

En nuestro caso, los costes de explotación serán igual a la suma de los costes de funcionamiento de la instalación, costes financieros y ahorro de la factura eléctrica.

- Costes de funcionamiento de la instalación



Para que la instalación fotovoltaica obtenga el esperado rendimiento económico durante los 25 años de vida de la instalación, es necesario la existencia de dos pequeños gastos anuales, el seguro y el mantenimiento.

Los costes de funcionamiento del primer año serán igual a los producidos por las tasas del seguro contratado para cubrir posibles pérdidas en la generación eléctrica o desperfectos en la instalación, ya sea por fenómenos meteorológicos o por cualquier otro tipo de agente externo (0.4% coste de la instalación) y al coste de las labores de mantenimiento para el correcto funcionamiento de la instalación (10M€/MWp) La suma de estos costes será igual a 149,88 €/año.

El IPC subyacente estimado medio, para los 25 años objeto de nuestro estudio, válido para costes de funcionamiento, es de 1,45%

$$\text{Costes funcionamiento}_{\text{año},n} = (1 + \text{IPC}\%) * \text{Costes funcionamiento}_{\text{año},n-1}$$

- Costes financieros

Los costes financieros, son los costes ocasionados por el préstamo del banco, es decir, los intereses. El Interés viene definido como, un índice utilizado para medir la rentabilidad de los ahorros o también el costo de un crédito. Se expresa generalmente como un porcentaje.

$$\text{Intereses}_{\text{año},n} = \text{Capital vivo}_{\text{año},n-1} * \text{interes fijo}$$

- Ahorro en la factura

En este caso, dado que la instalación fotovoltaica está aislada de la red, se tendrán que tener en cuenta los ahorros en la factura eléctrica.

Concepto	Cálculos	Importes(€)
Facturación del consumo	8,356 KWH x 0,124985 EUR/KWH	381,1967509
Potencia	6,9 KW x 365 días x 0,09767 EUR/KW Y DIA	246,9800824
Impuestos	(B+C) EUR x 1,05113 x 4,864 %	32,11677384
Alquiler de equipos eléctricos	365 días x 0,0266 EUR	9,709

Subtotal	670,0026071
IVA NORMAL 21 %	140,7005475
TOTAL	810,7031546

Tabla 28: Ahorro en la factura instalación fotovoltaica aislada. Silicio Policristalino

Por lo tanto, los costes de explotación para la instalación fotovoltaica aislada de silicio policristalino son los siguientes:



AÑO	Costes de funcionamiento	Costes financieros	No costes= ahorro de la factura	Costes anuales
1	149,88	471,97	810,70	-188,85
2	152,05	429,85	822,46	-238,56
3	154,26	386,67	834,38	-290,46
4	156,49	342,40	846,48	-343,58
5	158,76	297,04	858,76	-397,95
6	161,07	250,54	871,21	-453,61
7	163,40	202,87	883,84	-510,57
8	165,77	154,02	896,66	-568,87
9	168,17	103,94	909,66	-628,54
10	170,61	52,61	922,85	-689,62
11	173,09	0,00	936,23	-752,14
12	175,60	0,00	949,80	-762,21
13	178,14	191,13	963,58	-581,31
14	180,73	161,21	977,55	-621,62
15	183,35	130,54	991,72	-662,84
16	186,00	99,10	1.006,10	-705,00
17	188,70	66,88	1.020,69	-748,11
18	191,44	33,85	1.035,49	-792,20
19	194,21	0,00	1.050,51	-837,29
20	197,03	0,00	1.065,74	-848,71
21	199,89	0,00	1.081,19	-860,31
22	202,79	0,00	1.096,87	-872,08
23	205,73	0,00	1.112,77	-884,05
24	208,71	0,00	1.128,91	-896,20
25	211,73	0,00	1.145,28	-908,54

Tabla 29: Costes de explotación instalación fotovoltaica aislada. Silicio Policristalino

1.1.2.2.5. Flujo de caja, VAN y TIR

Teniendo en cuenta los parámetros considerados en el apartado "4.1.1.1.6 Flujo de caja, VAN y TIR", los resultados obtenidos para el caso de silicio policristalino son los siguientes:



AÑO	Inversión	Costes	Beneficio bruto= beneficio neto	Pago a principal	Cash Flow	Cash Flow actualizado
0	8.091					
1		-188,85	188,85	1.685,11	-1.496,27	-1.425,01
2		-238,56	238,56	1.727,24	-1.488,68	-1.350,28
3		-290,46	290,46	1.770,42	-1.479,96	-1.278,45
4		-343,58	343,58	1.814,68	-1.471,10	-1.210,28
5		-397,95	397,95	1.860,05	-1.462,10	-1.145,59
6		-453,61	453,61	1.906,55	-1.452,95	-1.084,21
7		-510,57	510,57	1.954,22	-1.443,65	-1.025,97
8		-568,87	568,87	2.003,07	-1.434,20	-970,72
9		-628,54	628,54	2.053,15	-1.424,60	-918,31
10		-689,62	689,62	2.104,48	-1.414,85	-868,60
11		-752,14	752,14	0,00	752,14	439,76
12	3276,3	-762,21	762,21	0,00	762,21	424,43
13		-581,31	581,31	1.196,84	-615,54	-326,43
14		-621,62	621,62	1.226,76	-605,15	-305,64
15		-662,84	662,84	1.257,43	-594,59	-286,01
16		-705,00	705,00	1.288,87	-583,87	-267,48
17		-748,11	748,11	1.321,09	-572,98	-249,99
18		-792,20	792,20	1.354,12	-561,92	-233,49
19		-837,29	837,29	0,00	837,29	331,35
20		-848,71	848,71	0,00	848,71	319,87
21		-860,31	860,31	0,00	860,31	308,80
22		-872,08	872,08	0,00	872,08	298,12
23		-884,05	884,05	0,00	884,05	287,82
24		-896,20	896,20	0,00	896,20	277,88
25		-908,54	908,54	0,00	908,54	268,30

Tabla 30: Flujo de caja instalación fotovoltaica aislada. Silicio Policristalino

Para el caso de silicio policristalino se ha obtenido un VAN de -21.868,09 €. Con lo que podemos decir que no es rentable la inversión, ya que nos sale un Valor Actual Neto negativo.

1.1.3. Instalación fotovoltaica autoconsumo instantáneo

1.1.3.1. Silicio Monocristalino

1.1.3.1.1. Datos de la instalación

Para el caso de silicio monocristalino se utilizarán módulos fotovoltaicos Q, PEAK-G3 con una potencia instalada de 3920Wp que se utilizarán para sustentar el consumo de la vivienda que asciende a 8356 Wh/día

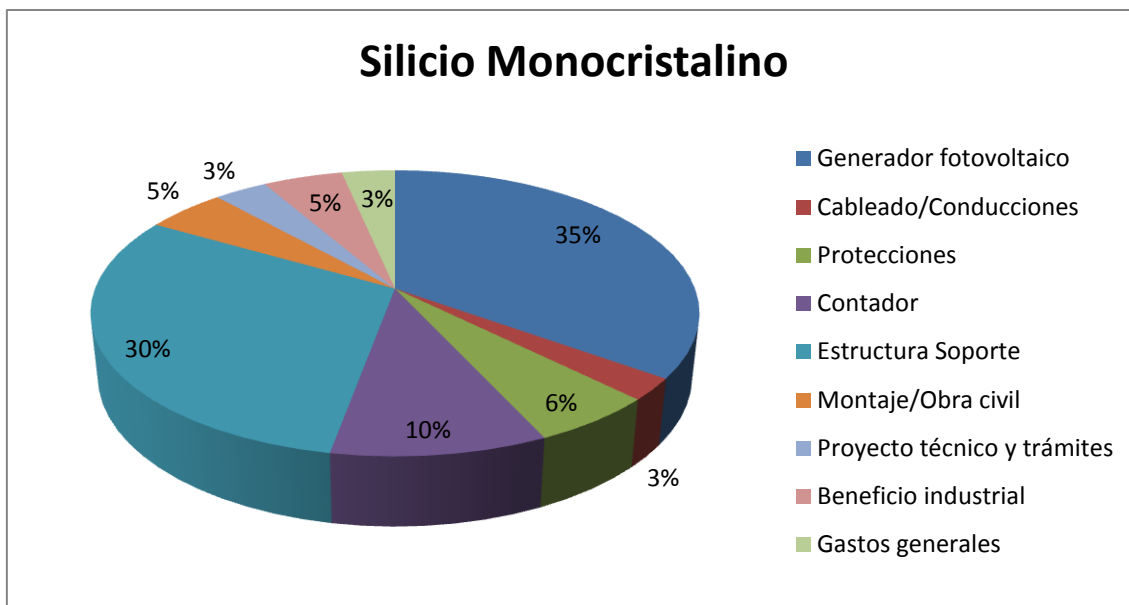
**1.1.3.1.2. Inversión**

En el siguiente apartado se especificara de manera detallada los elementos necesarios para el montaje e instalación del sistema fotovoltaico. En este presupuesto se especificara el precio unitario de cada componente así como los totales del conjunto.

Datos de la inversión			
Elementos	Cantidad	Precio unitario €	Importe €
Generador fotovoltaico			
Módulo solar fotovoltaico Q.PEAK-G3, potencia máxima 280W.	14	154,00 €	2.156,00 €
Inversor Sunny Desing SB4000TL, con PCM incorporado	1	1.312,87 €	1.312,87 €
Subtotal			3.468,87 €
Cableado			
Conductor DC de cobre "Cable unipolar RV-k - 0,6/1kV" - 2,5 mm2	70	0,88 €	61,60 €
Conductor AC de cobre "Cable unipolar RZ1-k - 0,6/1kV" - 16 mm2	90	1,83 €	164,70 €
Subtotal			226,30 €
Conducciones			
Tubo corrugado 25 mm, de PVC. Estanco. Aislante, no propagador de la llama.	30	0,26 €	7,80 €
Tubo corrugado 16 mm, de PVC. Estanco. Aislante, no propagador de la llama.	45	0,29 €	13,05 €
Subtotal			20,85 €
Magnetotérmico			
Magnetotérmico 16 (A) DC para la maniobra y protección de strings	2	14,55 €	29,10 €
Magnetotérmico 32 (A) AC para la maniobra y protección de strings	2	30,10 €	60,20 €
Subtotal			89,30 €
Fusibles			
Fusible 16 (A) DC, Cylindrical type gG	2	3,99 €	7,98 €
Fusible 32 (A) AC, Cylindrical type AM	2	2,53 €	5,06 €
Subtotal			13,04 €
Caja de protección			
Caja de protección salida inversor. (Equipo PCA), UNCA-63 A de dimensiones 270 x 270 x 170 para una intensidad máxima de 63 A. (Equipo diseñado para proteger eléctricamente la línea desde la salida del inversor hasta la entrada del equipo de protección y medida regulado por la compañía eléctrica (CIA)	1	463,00 €	463,00 €
Subtotal			463,00 €
Contador			
Equipo CIA "contador", Compañía Iberdrola IF-TE para equipos de 5 kW hasta 42,5 kW. (equipo diseñado para proteger electricamente y realizar la medida de forma bidireccional)	1	972,30 €	972,30 €
Subtotal			972,30 €
Estructura Soporte			
Estructura Soporte	1	3.025,12 €	3.025,12 €
Subtotal			3.025,12 €
TOTAL			8.278,78 €
Presupuesto para conocimiento del cliente			
montaje/obra civil	6,00%		496,73 €
Proyecto técnico y trámites	4,00%		331,15 €
Presupuesto de ejecución por contrata			
Beneficio industrial	6,00%		496,73 €
Gastos generales	4,00%		331,15 €
I.V.A.	21,00%		1.738,54 €
TOTAL			11.673,08 €

Tabla 31: Presupuesto instalación fotovoltaica autoconsumo instantáneo. Silicio Monocristalino

A continuación podemos ver un desglose de los porcentajes sobre el total de la inversión que atribuyen a cada parte de la instalación:



Gráfica 7: Desglose de presupuesto instalación fotovoltaica autoconsumo instantáneo. Silicio Monocristalino

1.1.3.1.3. Financiación

Se entiende por inversión, un término económico, con varias acepciones relacionadas con el ahorro, la ubicación de capital, y la postergación del consumo, en otras palabras el importe presupuestado en el proyecto general de la instalación fotovoltaica, menos la parte financiada por la entidad bancaria.

Hemos supuesto una inversión inicial propia del 30% y una financiación del 70% del presupuesto general restante con la entidad bancaria. Se ha fijado con el banco un tipo de interés nominal (Euribor +2) igual al 3%, del valor total del presupuesto de la instalación, amortizable en 10 años.

El pago del préstamo se realizará en un pago único anual durante 10 años, siendo el préstamo de 8.171,10 € con unos desembolsos anuales de 933,62 €.

Periodos de pago	Cuota Anual	Intereses	Cuota Amortización	Capital Amortizado	Capital Vivo
0					8171,10
1	933,62	204,28	729,34	729,34	7.441,76
2	933,62	186,04	747,58	1.476,92	6.694,18
3	933,62	167,35	766,27	2.243,18	5.927,92
4	933,62	148,20	785,42	3.028,61	5.142,49
5	933,62	128,56	805,06	3.833,66	4.337,44
6	933,62	108,44	825,18	4.658,85	3.512,25
7	933,62	87,81	845,81	5.504,66	2.666,44
8	933,62	66,66	866,96	6.371,62	1.799,48
9	933,62	44,99	888,63	7.260,25	910,85
10	933,62	22,77	910,85	8.171,10	0,00

Tabla 32: Financiación instalación fotovoltaica autoconsumo instantáneo. Silicio Monocristalino



La cuota anual a pagar del préstamo es la suma de la cuota de amortización más los intereses, es decir, la cantidad total fija que deberemos pagar al banco anualmente.

Los intereses de cada año se calculan mediante la siguiente expresión:

$$\text{Intereses}_{\text{año},n} = \text{Capital vivo}_{\text{año},n-1} * \text{interes fijo}$$

Siendo el capital vivo la deuda que va quedando por pagar del préstamo una vez que se va realizando el pago anualmente, es decir, el capital pendiente de amortización en un momento dado.

El capital amortizado será igual a la cuota de amortización más el capital amortizado como indica la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} \text{Capital amortizado}_{\text{año},n} \\ = \text{Cuota amortización}_{\text{año},n} + \text{Capital amortizado}_{\text{año},n-1} \end{aligned}$$

1.1.3.1.4. Costes de explotación

En nuestro caso, los costes de explotación serán igual a la suma de los costes de funcionamiento de la instalación, costes financieros, ahorro de la factura eléctrica y peaje de respaldo.

- Costes de funcionamiento de la instalación

Para que la instalación fotovoltaica obtenga el esperado rendimiento económico durante los 25 años de vida de la instalación, es necesario la existencia de dos pequeños gastos anuales, el seguro y el mantenimiento.

Los costes de funcionamiento del primer año serán igual a los producidos por las tasas del seguro contratado para cubrir posibles pérdidas en la generación eléctrica o desperfectos en la instalación, ya sea por fenómenos meteorológicos o por cualquier otro tipo de agente externo (0.4% coste de la instalación) y al coste de las labores de mantenimiento para el correcto funcionamiento de la instalación (10M€/MWp) La suma de estos costes será igual a 85.89 €/año.

El IPC subyacente estimado medio, para los 25 años objeto de nuestro estudio, válido para costes de funcionamiento, es de 1,45%

$$\text{Costes funcionamiento}_{\text{año},n} = (1 + \text{IPC}\%) * \text{Costes funcionamiento}_{\text{año},n-1}$$

- Costes financieros

Los costes financieros, son los costes ocasionados por el préstamo del banco, es decir, los intereses. El Interés viene definido como, un índice utilizado para medir la rentabilidad de los ahorros o también el costo de un crédito. Se expresa generalmente como un porcentaje.

$$\text{Intereses}_{\text{año},n} = \text{Capital vivo}_{\text{año},n-1} * \text{interes fijo}$$



- Ahorro en la factura

En este caso, dado que la instalación fotovoltaica será de autoconsumo instantáneo, se tendrán que tener en cuenta los ahorros en la factura eléctrica.

Concepto	Cálculos	Importes(€)
Facturación del consumo	8,356 KWH x 0,124985 EUR/KWH	381,1967509
Potencia	6,9 KW x 365 días x 0,09767 EUR/KW Y DIA	246,9800824
Impuestos	(B+C) EUR x 1,05113 x 4,864 %	32,11677384
Alquiler de equipos eléctricos	365 días x 0,0266 EUR	9,709

Subtotal	670,0026071
IVA NORMAL 21 %	140,7005475
TOTAL	810,7031546

Tabla 33: Factura anual vivienda

Al no disponer del perfil horario de consumo de la vivienda, se supondrá que el 45% del consumo de la vivienda se consume en horas de sol (autoconsumimos directamente de la instalación fotovoltaica) y el resto se compra a la compañía eléctrica distribuidora.

- Peaje de respaldo

En la propuesta de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. En su artículo 9 " Procedimiento de suministro" apartado 2, nos dice:

"Asimismo, el consumidor acogido a esta modalidad de autoconsumo deberá pagar por la energía consumida procedente de la instalación de generación conectada en el interior de su red, el peaje de respaldo. Por el resto de la energía consumida deberá pagar el peaje de acceso y otros precios que resulten de aplicación de acuerdo a la normativa en vigor."

El valor del peaje de de respaldo para una tarifa 2.0 A($P_c \leq 10\text{kW}$), asciende a 0.067568€/kWh.

Por lo tanto, es peaje de respaldo a aplicar a nuestra instalación asciende a 92.73€/anuales.

Los costes de explotación para la instalación fotovoltaica de autoconsumo son los siguientes:



AÑO	Costes de funcionamiento	Costes financieros	No costes= ahorro de la factura	Peaje Respaldo	Costes anuales
1	85,89	204,28	364,82	92,735	18,09
2	87,14	186,04	370,11	94,08	-2,84
3	88,40	167,35	375,47	95,44	-24,27
4	89,68	148,20	380,92	96,83	-46,21
5	90,98	128,56	386,44	98,23	-68,66
6	92,30	108,44	392,04	99,66	-91,65
7	93,64	87,81	397,73	101,10	-115,18
8	95,00	66,66	403,50	102,57	-139,27
9	96,38	44,99	409,35	104,05	-163,93
10	97,77	22,77	415,28	105,56	-189,17
11	99,19	0,00	421,30	107,09	-215,02
12	100,63	0,00	427,41	108,65	-218,14
13	102,09	0,00	433,61	110,22	-221,30
14	103,57	0,00	439,90	111,82	-224,51
15	105,07	0,00	446,28	113,44	-227,76
16	106,59	0,00	452,75	115,09	-231,07
17	108,14	0,00	459,31	116,76	-234,42
18	109,71	0,00	465,97	118,45	-237,82
19	111,30	0,00	472,73	120,17	-241,26
20	112,91	0,00	479,58	121,91	-244,76
21	114,55	0,00	486,54	123,68	-248,31
22	116,21	0,00	493,59	125,47	-251,91
23	117,90	0,00	500,75	127,29	-255,56
24	119,61	0,00	508,01	129,13	-259,27
25	121,34	0,00	515,38	131,01	-263,03

Tabla 34: Costes de explotación instalación fotovoltaica autoconsumo instantáneo. Silicio Monocristalino

1.1.3.1.5. Flujo de caja, VAN y TIR

Teniendo en cuenta los parámetros considerados en el apartado "4.1.1.6. Flujo de caja, VAN y TIR", los resultados obtenidos para el caso de silicio monocristalino son los siguientes:



AÑO	Inversión	Costes	Beneficio bruto= beneficio neto	Pago a principal	Cash Flow	Cash Flow actualizado
0	3.502					
1		18,09	-18,09	729,34	-747,43	-711,84
2		-2,84	2,84	747,58	-744,73	-675,49
3		-24,27	24,27	766,27	-741,99	-640,96
4		-46,21	46,21	785,42	-739,21	-608,15
5		-68,66	68,66	805,06	-736,39	-576,98
6		-91,65	91,65	825,18	-733,53	-547,37
7		-115,18	115,18	845,81	-730,63	-519,25
8		-139,27	139,27	866,96	-727,69	-492,53
9		-163,93	163,93	888,63	-724,70	-467,15
10		-189,17	189,17	910,85	-721,67	-443,05
11		-215,02	215,02	0,00	215,02	125,72
12		-218,14	218,14	0,00	218,14	121,47
13		-221,30	221,30	0,00	221,30	117,36
14		-224,51	224,51	0,00	224,51	113,39
15		-227,76	227,76	0,00	227,76	109,56
16		-231,07	231,07	0,00	231,07	105,85
17		-234,42	234,42	0,00	234,42	102,27
18		-237,82	237,82	0,00	237,82	98,82
19		-241,26	241,26	0,00	241,26	95,48
20		-244,76	244,76	0,00	244,76	92,25
21		-248,31	248,31	0,00	248,31	89,13
22		-251,91	251,91	0,00	251,91	86,12
23		-255,56	255,56	0,00	255,56	83,20
24		-259,27	259,27	0,00	259,27	80,39
25		-263,03	263,03	0,00	263,03	77,67

Tabla 35: Flujo de caja instalación fotovoltaica autoconsumo instantáneo. Silicio Monocristalino

Para el caso de silicio monocristalino se ha obtenido un VAN de -7.686,00 €. Con lo que podemos decir que no es rentable la inversión, ya que nos sale un Valor Actual Neto negativo.

1.1.3.2. Silicio Policristalino

1.1.3.2.1. Datos de la instalación

Para el caso de silicio policristalino se utilizarán módulos fotovoltaicos Q, PRO L300 con una potencia instalada de 3900Wp que se utilizarán para sustentar el consumo de la vivienda que asciende a 8356 Wh/día

1.1.3.2.2. Inversión

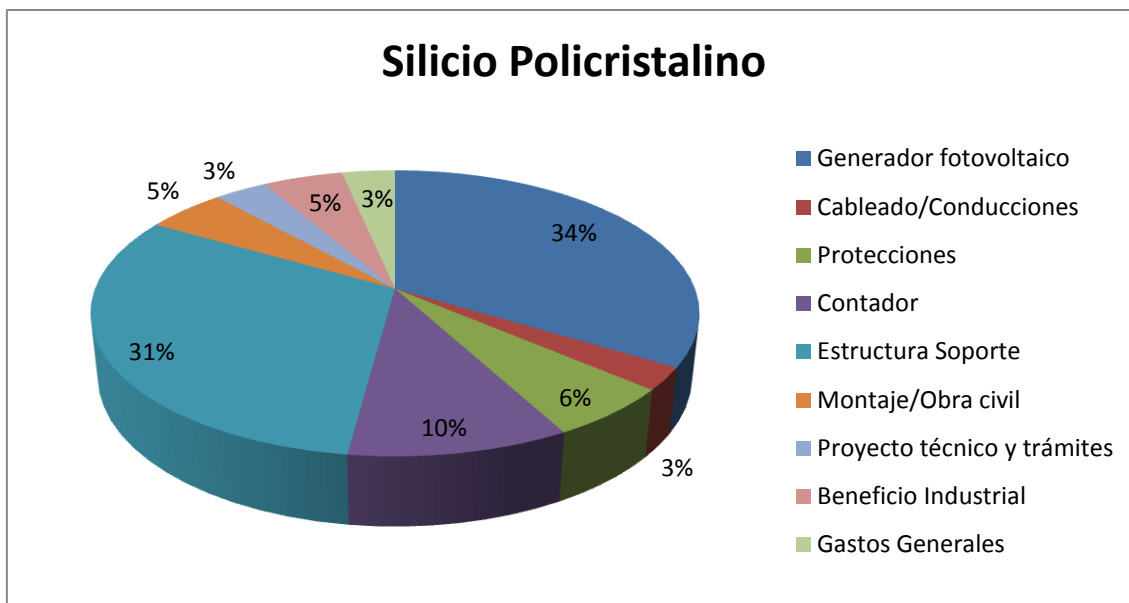
En el siguiente apartado se especificará de manera detallada los elementos necesarios para el montaje e instalación del sistema fotovoltaico. En este presupuesto se especificará el precio unitario de cada componente así como los totales del conjunto.



Datos de la inversión			
Elementos	Cantidad	Precio unitario €	Importe €
Generador fotovoltaico			
Módulo solar fotovoltaico Q.PRO L300, potencia máxima 300W.	13	150,00 €	1.950,00 €
Inversor Sunny Desing SB5000TL, con PCM incorporado	1	1.312,87 €	1.312,87 €
Subtotal			3.262,87 €
Cableado			
Conductor DC de cobre "Cable unipolar RV-k - 0,6/1kV" - 2,5 mm2	70	0,88 €	61,60 €
Conductor AC de cobre "Cable unipolar RZ1-k - 0,6/1kV" - 16 mm2	90	1,83 €	164,70 €
Subtotal			226,30 €
Conducciones			
Tubo corrugado 25 mm, de PVC. Estanco. Aislante, no propagador de la llama.	30	0,26 €	7,80 €
Tubo corrugado 16 mm, de PVC. Estanco. Aislante, no propagador de la llama.	45	0,29 €	13,05 €
Subtotal			20,85 €
Magnetotérmico			
Magnetotérmico 16 (A) DC para la maniobra y protección de strings	2	14,55 €	29,10 €
Magnetotérmico 32 (A) AC para la maniobra y protección de strings	2	30,10 €	60,20 €
Subtotal			89,30 €
Fusibles			
Fusible 16 (A) DC, Cylindrical type gG	2	3,99 €	7,98 €
Fusible 32 (A) AC, Cylindrical type AM	2	2,53 €	5,06 €
Subtotal			13,04 €
Caja de protección			
Caja de protección salida inversor. (Equipo PCA), UNCA-63 A de dimensiones 270 x 270 x 170 para una intensidad máxima de 63 A. (Equipo diseñado para proteger eléctricamente la línea desde la salida del inversor hasta la entrada del equipo de protección y medida regulado por la compañía eléctrica (CIA))	1	463,00 €	463,00 €
Subtotal			463,00 €
Contador			
Equipo CIA "contador", Compañía Iberdrola IF-TE para equipos de 5 kW hasta 42,5 kW. (equipo diseñado para proteger electricamente y realizar la medida de forma bidireccional)	1	972,30 €	972,30 €
Subtotal			972,30 €
Estructura Soporte			
Estructura Soporte	1	3.025,12 €	3.025,12 €
Subtotal			3.025,12 €
TOTAL			8.072,78 €
Presupuesto para conocimiento del cliente			
montaje/obra civil	6,00%		484,37 €
Proyecto técnico y trámites	4,00%		322,91 €
Presupuesto de ejecución por contrata			
Beneficio industrial	6,00%		484,37 €
Gastos generales	4,00%		322,91 €
I.V.A.	21,00%		1.695,28 €
TOTAL			11.382,62 €

Tabla 36: Presupuesto instalación fotovoltaica autoconsumo instantáneo. Silicio Policristalino

A continuación podemos ver un desglose de los porcentajes sobre el total de la inversión que atribuyen a cada parte de la instalación:



Gráfica 8: Desglose presupuesto instalación fotovoltaica autoconsumo instantáneo. Silicio Policristalino

1.1.3.2.3. Financiación

Se entiende por inversión, un término económico, con varias acepciones relacionadas con el ahorro, la ubicación de capital, y la postergación del consumo, en otras palabras el importe presupuestado en el proyecto general de la instalación fotovoltaica, menos la parte financiada por la entidad bancaria.

Hemos supuesto una inversión inicial propia del 30% y una financiación del 70% del presupuesto general restante con la entidad bancaria. Se ha fijado con el banco un tipo de interés nominal (Euribor +2) igual al 3%, del valor total del presupuesto de la instalación, amortizable en 10 años.

El pago del préstamo se realizará en un pago único anual durante 10 años, siendo el préstamo de 7.967,40 € con unos desembolsos anuales de 910,35 €.

Periodos de pago	Cuota Anual	Intereses	Cuota Amortización	Capital Amortizado	Capital Vivo
0					7967,40
1	910,35	199,19	711,16	711,16	7.256,24
2	910,35	181,41	728,94	1.440,10	6.527,30
3	910,35	163,18	747,16	2.187,26	5.780,14
4	910,35	144,50	765,84	2.953,10	5.014,30
5	910,35	125,36	784,99	3.738,09	4.229,31
6	910,35	105,73	804,61	4.542,70	3.424,70
7	910,35	85,62	824,73	5.367,43	2.599,97
8	910,35	65,00	845,35	6.212,78	1.754,62
9	910,35	43,87	866,48	7.079,26	888,14
10	910,35	22,20	888,14	7.967,40	0,00

Tabla 37: Financiación instalación fotovoltaica autoconsumo instantáneo. Silicio Policristalino



La cuota anual a pagar del préstamo es la suma de la cuota de amortización más los intereses, es decir, la cantidad total fija que deberemos pagar al banco anualmente.

Los intereses de cada año se calculan mediante la siguiente expresión:

$$\text{Intereses}_{\text{año},n} = \text{Capital vivo}_{\text{año},n-1} * \text{interes fijo}$$

Siendo el capital vivo la deuda que va quedando por pagar del préstamo una vez que se va realizando el pago anualmente, es decir, el capital pendiente de amortización en un momento dado.

El capital amortizado será igual a la cuota de amortización más el capital amortizado como indica la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} \text{Capital amortizado}_{\text{año},n} \\ = \text{Cuota amortización}_{\text{año},n} + \text{Capital amortizado}_{\text{año},n-1} \end{aligned}$$

1.1.3.2.4. Costes de explotación

En nuestro caso, los costes de explotación serán igual a la suma de los costes de funcionamiento de la instalación, costes financieros, ahorro de la factura eléctrica y peaje de respaldo.

- Costes de funcionamiento de la instalación

Para que la instalación fotovoltaica obtenga el esperado rendimiento económico durante los 25 años de vida de la instalación, es necesario la existencia de dos pequeños gastos anuales, el seguro y el mantenimiento.

Los costes de funcionamiento del primer año serán igual a los producidos por las tasas del seguro contratado para cubrir posibles pérdidas en la generación eléctrica o desperfectos en la instalación, ya sea por fenómenos meteorológicos o por cualquier otro tipo de agente externo (0.4% coste de la instalación) y al coste de las labores de mantenimiento para el correcto funcionamiento de la instalación (10M€/MWp) La suma de estos costes será igual a 84.73 €/año.

El IPC subyacente estimado medio, para los 25 años objeto de nuestro estudio, válido para costes de funcionamiento, es de 1,45%

$$\text{Costes funcionamiento}_{\text{año},n} = (1 + \text{IPC}\%) * \text{Costes funcionamiento}_{\text{año},n-1}$$

- Costes financieros

Los costes financieros, son los costes ocasionados por el préstamo del banco, es decir, los intereses. El Interés viene definido como, un índice utilizado para medir la rentabilidad de los ahorros o también el costo de un crédito. Se expresa generalmente como un porcentaje.

$$\text{Intereses}_{\text{año},n} = \text{Capital vivo}_{\text{año},n-1} * \text{interes fijo}$$



- Ahorro en la factura

En este caso, dado que la instalación fotovoltaica será de autoconsumo instantáneo, se tendrán que tener en cuenta los ahorros en la factura eléctrica.

Concepto	Cálculos	Importes(€)
Facturación del consumo	8,356 KWH x 0,124985 EUR/KWH	381,1967509
Potencia	6,9KW x 365 días x 0,09767 EUR/KW Y DIA	246,9800824
Impuestos	(B+C) EUR x 1,05113 x 4,864 %	32,11677384
Alquiler de equipos eléctricos	365 días x 0,0266 EUR	9,709

Subtotal	670,0026071
IVA NORMAL 21 %	140,7005475
TOTAL	810,7031546

Tabla 38: Factura anual vivienda

Al no disponer del perfil horario de consumo de la instalación fotovoltaica, se supondrá que el 45% del consumo de la vivienda se consume en horas de sol (autoconsumimos directamente de la instalación fotovoltaica) y el resto se compra a la compañía eléctrica distribuidora.

- Peaje de respaldo

En la propuesta de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. En su artículo 9 " Procedimiento de suministro" apartado 2, nos dice:

"Asimismo, el consumidor acogido a esta modalidad de autoconsumo deberá pagar por la energía consumida procedente de la instalación de generación conectada en el interior de su red, el peaje de respaldo. Por el resto de la energía consumida deberá pagar el peaje de acceso y otros precios que resulten de aplicación de acuerdo a la normativa en vigor."

El valor del peaje de de respaldo para una tarifa 2.0 A($P_c \leq 10\text{kW}$), asciende a 0.067568€/kWh.

Por lo tanto, es peaje de respaldo a aplicar a nuestra instalación asciende a 92.73€/anuales.

Los costes de explotación para la instalación fotovoltaica de autoconsumo son los siguientes:



AÑO	Costes de funcionamiento	Costes financieros	No costes= ahorro de la factura	Peaje Respaldo	Costes anuales
1	84,73	199,19	364,82	92,735	11,83
2	85,96	181,41	370,11	94,08	-8,66
3	87,20	163,18	375,47	95,44	-29,64
4	88,47	144,50	380,92	96,83	-51,12
5	89,75	125,36	386,44	98,23	-73,10
6	91,05	105,73	392,04	99,66	-95,60
7	92,37	85,62	397,73	101,10	-118,64
8	93,71	65,00	403,50	102,57	-142,22
9	95,07	43,87	409,35	104,05	-166,36
10	96,45	22,20	415,28	105,56	-191,07
11	97,85	0,00	421,30	107,09	-216,36
12	99,27	0,00	427,41	108,65	-219,50
13	100,71	0,00	433,61	110,22	-222,68
14	102,17	0,00	439,90	111,82	-225,91
15	103,65	0,00	446,28	113,44	-229,19
16	105,15	0,00	452,75	115,09	-232,51
17	106,67	0,00	459,31	116,76	-235,88
18	108,22	0,00	465,97	118,45	-239,30
19	109,79	0,00	472,73	120,17	-242,77
20	111,38	0,00	479,58	121,91	-246,29
21	113,00	0,00	486,54	123,68	-249,86
22	114,64	0,00	493,59	125,47	-253,49
23	116,30	0,00	500,75	127,29	-257,16
24	117,98	0,00	508,01	129,13	-260,89
25	119,70	0,00	515,38	131,01	-264,67

Tabla 39: Costes de explotación instalación fotovoltaica autoconsumo instantáneo. Silicio Policristalino

1.1.3.2.5. Flujo de caja, VAN y TIR

Teniendo en cuenta los parámetros considerados en el apartado "4.1.1.1.6. Flujo de caja, VAN y TIR", los resultados obtenidos para el caso de silicio policristalino son los siguientes:



AÑO	Inversión	Costes	Beneficio bruto= beneficio neto	Pago a principal	Cash Flow	Cash Flow actualizado
0	3.415					
1		11,83	-11,83	711,16	-722,99	-688,56
2		-8,66	8,66	728,94	-720,28	-653,31
3		-29,64	29,64	747,16	-717,52	-619,82
4		-51,12	51,12	765,84	-714,72	-588,00
5		-73,10	73,10	784,99	-711,89	-557,78
6		-95,60	95,60	804,61	-709,01	-529,07
7		-118,64	118,64	824,73	-706,09	-501,80
8		-142,22	142,22	845,35	-703,13	-475,90
9		-166,36	166,36	866,48	-700,12	-451,31
10		-191,07	191,07	888,14	-697,08	-427,94
11		-216,36	216,36	0,00	216,36	126,50
12		-219,50	219,50	0,00	219,50	122,23
13		-222,68	222,68	0,00	222,68	118,09
14		-225,91	225,91	0,00	225,91	114,10
15		-229,19	229,19	0,00	229,19	110,24
16		-232,51	232,51	0,00	232,51	106,52
17		-235,88	235,88	0,00	235,88	102,91
18		-239,30	239,30	0,00	239,30	99,43
19		-242,77	242,77	0,00	242,77	96,07
20		-246,29	246,29	0,00	246,29	92,82
21		-249,86	249,86	0,00	249,86	89,69
22		-253,49	253,49	0,00	253,49	86,65
23		-257,16	257,16	0,00	257,16	83,72
24		-260,89	260,89	0,00	260,89	80,89
25		-264,67	264,67	0,00	264,67	78,16

Tabla 40: Flujo de caja instalación fotovoltaica autoconsumo instantáneo. Silicio Policristalino

Para el caso de silicio policristalino se ha obtenido un VAN de -7.400,07 €. Con lo que podemos decir que no es rentable la inversión, ya que nos sale un Valor Actual Neto negativo.



Anexo 3

Documentación técnica



Índice

- Módulo fotovoltaico monocristalino Q,PEAK-G3 280W
- Módulo fotovoltaico policristalino Q,PRO L300
- Módulo fotovoltaico silicio amorfo NA-E135 G5
- Módulo fotovoltaico telurio de cadmio FS-272

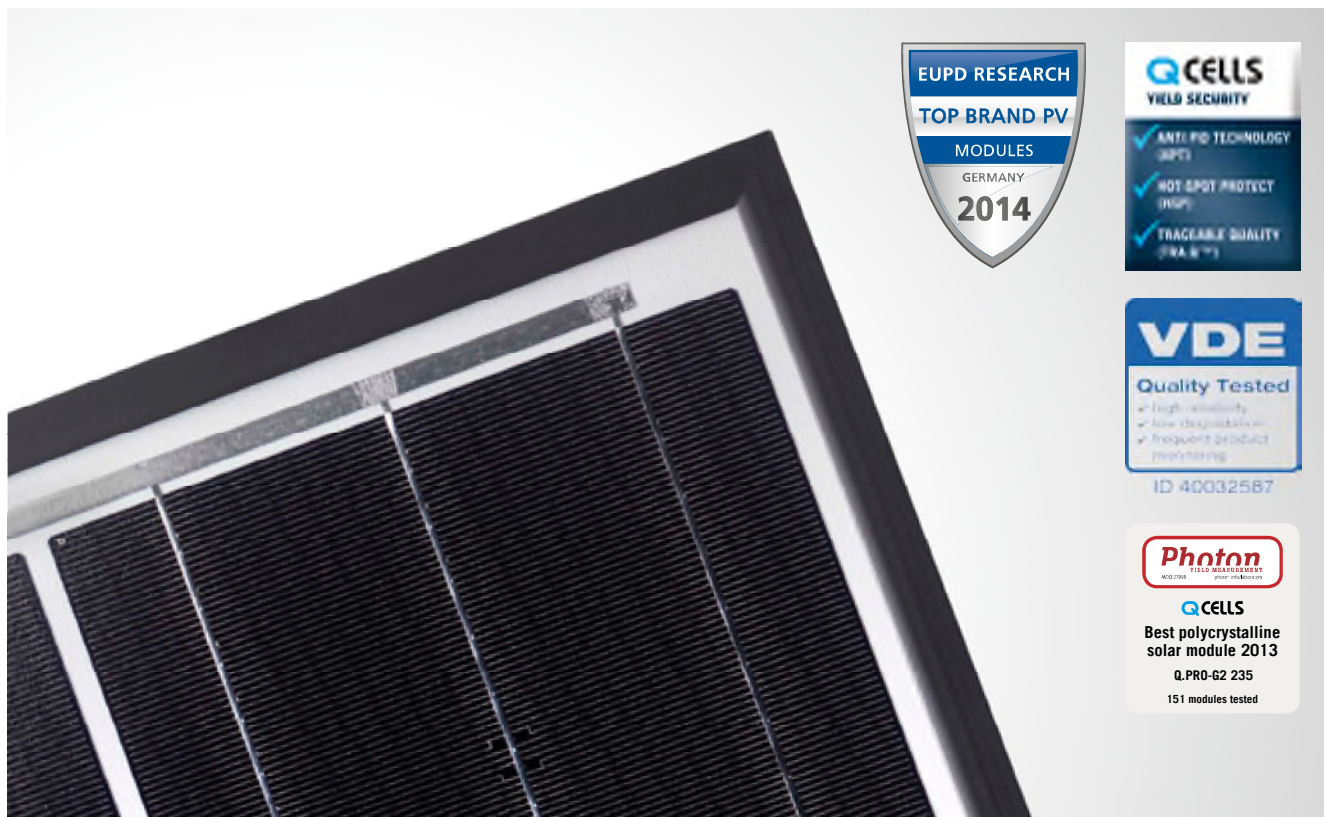
- Inversor Sunny Boy STP5000TL
- Inversor Sunny Boy SB 3000HF
- Inversor Sunny Boy SB4000TL
- Power Control Module
- Inversor Tauro BC5048

- Batería Tudor Enersol T1250 C120

- Regulador de carga FLEXmax FM80

- Conducciones MOMAR

- Fusibles gG Legrand
- Fusibles gR OEZ



MONOCRYSTALLINE SOLAR MODULE

Q.PEAK-G3 265-280

High performance. Reliability.

With up to 280 Wp, the new **Q.PEAK-G3** is the champion of monocrystalline solar modules. The third module generation from Q CELLS has been optimised across the board: improved output yield, higher operating reliability and durability, quicker installation and more intelligent design – **MADE IN EUROPE**.

INNOVATIVE ALL-WEATHER TECHNOLOGY

- Maximum yields whatever the weather with **excellent low-light and temperature behaviour**.
- **Increased cell efficiency** due to full-square monocrystalline cells.

ENDURING HIGH PERFORMANCE

- **Long-term Yield Security** due to Anti PID Technology¹, Hot-Spot Protect, and Traceable Quality Tra.Q™.
- **Long-term stability** due to **VDE Quality Tested** – the strictest test program.

SAFE ELECTRONICS

- **Protection against short circuits** and **thermally induced power losses** due to breathable junction box and welded cables.
- **Increased flexibility** due to MC4-intermediate connectors.

PROFIT-INCREASING GLASS TECHNOLOGY

- **Reduction of light reflection** by 50%, plus **long-term corrosion resistance** due to high-quality »Sol-Gel roller coating« processing.

LIGHTWEIGHT QUALITY FRAME

- Stability at **wind loads of up to 5400 Pa** with a **module weight of just 19 kg** due to slim frame design with high-tech alloy.

MAXIMUM COST REDUCTIONS

- Up to **31 % lower logistics costs** due to higher module capacity per box.

EXTENDED WARRANTIES

- Investment security due to **12-year product warranty** and **25-year linear performance warranty**².

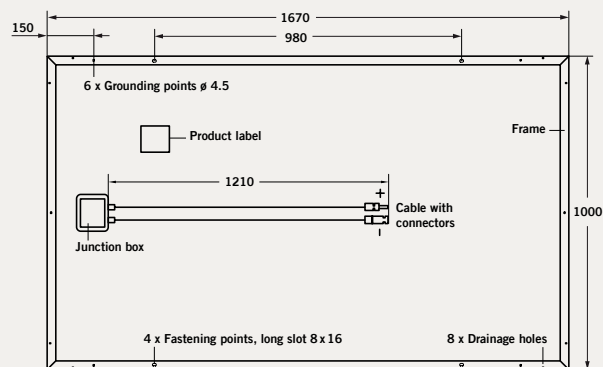


¹ APT test conditions: Cells at -1000 V against grounded, with conductive metal foil covered module surface, 25 °C, 168 h

² See data sheet on rear for further information.

MECHANICAL SPECIFICATION

Format	1670 mm x 1000 mm x 35 mm (including frame)
Weight	19 kg
Front Cover	3.2 mm thermally pre-stressed glass with anti-reflection technology
Back Cover	Composite film
Frame	Anodised aluminium
Cell	6 x 10 monocrystalline solar cells
Junction box	110 mm x 115 mm x 23 mm Protection class IP67, with bypass diodes
Cable	4 mm ² Solar cable; (+) 1210 mm, (-) 1210 mm
Connector	SOLARLOK PV4, IP68



ELECTRICAL CHARACTERISTICS

PERFORMANCE AT STANDARD TEST CONDITIONS (STC: 1000 W/m², 25 °C, AM 1.5 G SPECTRUM)¹

NOMINAL POWER (+5 W/-0 W)		[W]	265	270	275	280
Average Power	P_{MPP}	[W]	267.5	272.5	277.5	282.5
Short Circuit Current	I_{SC}	[A]	9.15	9.25	9.35	9.45
Open Circuit Voltage	V_{OC}	[V]	37.91	38.21	38.51	38.81
Current at P_{MPP}	I_{MPP}	[A]	8.65	8.75	8.85	8.95
Voltage at P_{MPP}	V_{MPP}	[V]	30.94	31.16	31.37	31.58
Efficiency (Nominal Power)	η	[%]	≥ 15.9	≥ 16.2	≥ 16.5	≥ 16.8

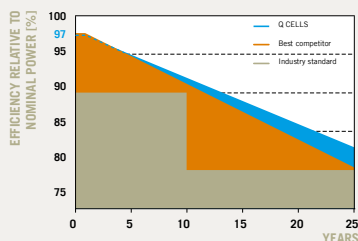
PERFORMANCE AT NORMAL OPERATING CELL TEMPERATURE (NOCT: 800 W/m², 45 ± 3 °C, AM 1.5 G SPECTRUM)²

NOMINAL POWER (+5 W/-0 W)		[W]	265	270	275	280
Average Power	P_{MPP}	[W]	197.0	200.7	204.3	208.0
Short Circuit Current	I_{SC}	[A]	7.38	7.46	7.54	7.62
Open Circuit Voltage	V_{OC}	[V]	35.07	35.35	35.62	35.90
Current at P_{MPP}	I_{MPP}	[A]	6.79	6.87	6.95	7.03
Voltage at P_{MPP}	V_{MPP}	[V]	29.01	29.21	29.41	29.60

¹ Measurement tolerances STC: ± 3 % (P_{MPP}); ± 10 % (I_{SC}, V_{OC}, I_{MPP}, V_{MPP})

² Measurement tolerances NOCT: ± 5 % (P_{MPP}); ± 10 % (I_{SC}, V_{OC}, I_{MPP}, V_{MPP})

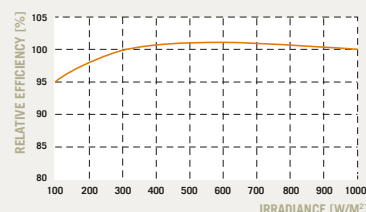
Q CELLS PERFORMANCE WARRANTY



At least 97 % of nominal power during first year. Thereafter max. 0.6 % degradation per year.
At least 92 % of nominal power after 10 years.
At least 83 % of nominal power after 25 years.

All data within measurement tolerances.
Full warranties in accordance with the warranty terms of the Q CELLS sales organisation of your respective country.

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE



The typical change in module efficiency at an irradiance of 200 W/m² in relation to 1000 W/m² (both at 25 °C and AM 1.5 G spectrum) is -2 % (relative).

TEMPERATURE COEFFICIENTS (AT 1000 W/m², 25 °C, AM 1.5 G SPECTRUM)

Temperature Coefficient of I_{SC}	α	[%/K]	+0.04	Temperature Coefficient of V_{OC}	β	[%/K]	-0.33
Temperature Coefficient of P_{MPP}	γ	[%/K]	-0.42				

PROPERTIES FOR SYSTEM DESIGN

Maximum System Voltage V_{sys}	[V]	1000	Safety Class	II
Maximum Reverse Current I_r	[A]	20	Fire Rating	C
Wind/Snow Load (in accordance with IEC 61215)	[Pa]	5400	Permitted module temperature on continuous duty	-40 °C up to +85 °C

QUALIFICATIONS AND CERTIFICATES

VDE Quality Tested, IEC 61215 (Ed.2); IEC 61730 (Ed.1), Application class A.
This data sheet complies with DIN EN 50380.

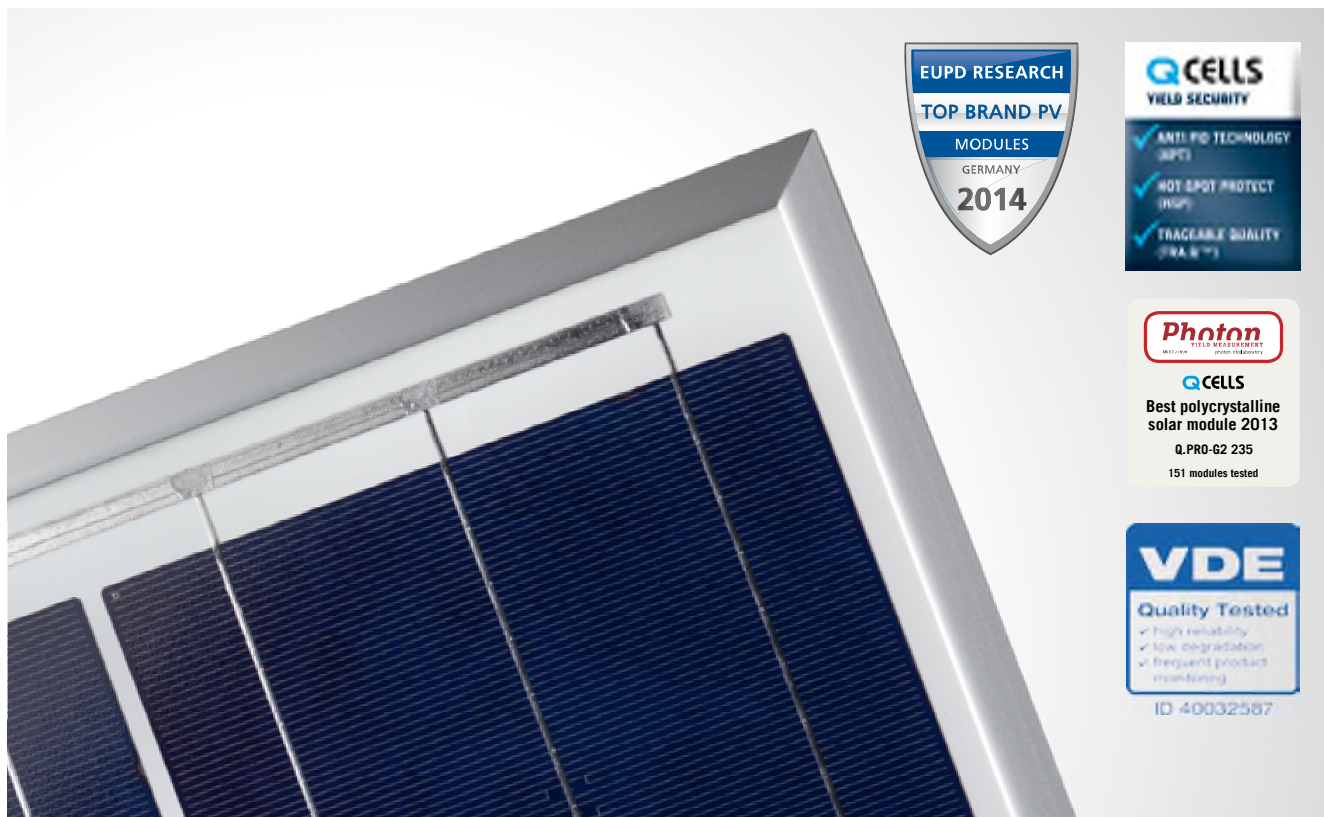


PARTNER

Hanwha Q CELLS GmbH

Sonnenallee 17-21, 06766 Bitterfeld-Wolfen, Germany | TEL +49 (0)3494 66 99-23444 | FAX +49 (0)3494 66 99-23000 | EMAIL sales@q-cells.com | WEB www.q-cells.com





POLYCRYSTALLINE SOLAR MODULE

Q.PRO L 295-315

Power and cost efficiency

The polycrystalline solar module **Q.PRO L** solar module with power classes up to 315 W is the strongest module of its type on the market globally. Powered by 72 Q CELLS solar cells and with a size of 2 m² **Q.PRO L** was specially designed for large solar power plants to reduce BOS costs. But there is even more to our polycrystalline modules. Only Q CELLS offers German engineering quality with our unique triple Yield Security.

YOUR EXCLUSIVE TRIPLE YIELD SECURITY

- **Anti PID Technology (APT)** reliably prevents power loss resulting from unwanted leakage currents (potential-induced degradation)¹.
- **Hot-Spot Protect (HSP)** prevents yield losses and reliably protects against module fire.
- **Traceable Quality (Tra.Q™)** is the 'Finger Print' of a solar cell. Tra.Q™ ensures continuous quality control throughout the entire production process from cells to modules while making Q CELLS solar modules forgery proof.

ONE MORE ADVANTAGE FOR YOU

- **Reduced BOS costs:** Optimised design to reduce costs per Wp.
- **Improved energy yield:** The actual output of all Q CELLS solar modules is up to 5 Wp higher than the nominal power thanks to positive sorting.
- **Guaranteed performance:** Q CELLS offers the best warranties on the market. A 12-year product warranty plus a 25-year linear performance warranty².

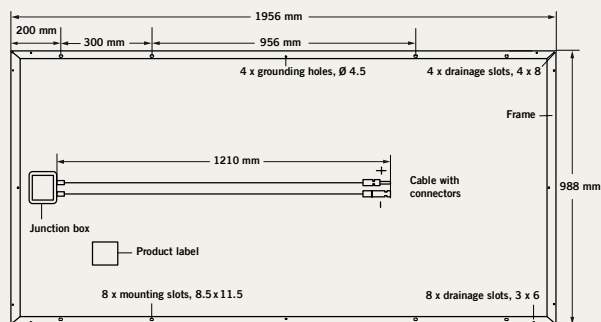


¹ APT test conditions: Cells at -1000 V against grounded, with conductive metal foil covered module surface, 25 °C, 168 h

² See data sheet on rear for further information.

MECHANICAL SPECIFICATION

Format	1956 mm x 988 mm x 45 mm (including frame)
Weight	27±0.5 kg
Front Cover	4.0 mm thermally pre-stressed glass with antireflection coating (ARC)
Back Cover	Composite film
Frame	Anodised aluminium
Cell	6 x 12 polycrystalline solar cells
Junction box	110 mm x 115 mm x 23 mm Protection class IP67, with bypass diodes
Cable	4 mm ² Solar cable; (+) 1210 mm, (-) 1210 mm
Connector	SOLARLOK PV4, IP68



ELECTRICAL CHARACTERISTICS

PERFORMANCE AT STANDARD TEST CONDITIONS (STC: 1000 W/m², 25 °C, AM 1.5 G SPECTRUM)¹

NOMINAL POWER (+5 W/-0 W)		[W]	295	300	305	310	315
Average Power	P_{MPP}	[W]	297.5	302.5	307.5	312.5	317.5
Short Circuit Current	I_{SC}	[A]	8.89	8.93	8.97	9.01	9.06
Open Circuit Voltage	V_{OC}	[V]	44.99	45.27	45.56	45.84	46.13
Current at P_{MPP}	I_{MPP}	[A]	8.28	8.34	8.40	8.47	8.53
Voltage at P_{MPP}	V_{MPP}	[V]	35.94	36.27	36.59	36.91	37.23
Efficiency (Nominal Power)	η	[%]	≥ 15.3	≥ 15.5	≥ 15.8	≥ 16.0	≥ 16.3

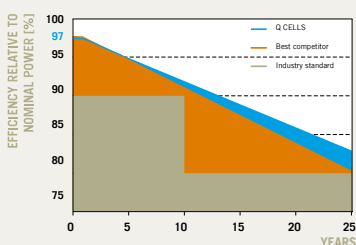
PERFORMANCE AT NORMAL OPERATING CELL TEMPERATURE (NOCT: 800 W/m², 47 ± 3 °C, AM 1.5 G SPECTRUM)²

NOMINAL POWER (+5 W/-0 W)		[W]	295	300	305	310	315
Average Power	P_{MPP}	[W]	219.2	222.9	226.6	230.3	233.9
Short Circuit Current	I_{SC}	[A]	7.17	7.20	7.24	7.27	7.30
Open Circuit Voltage	V_{OC}	[V]	41.60	41.87	42.14	42.40	42.67
Current at P_{MPP}	I_{MPP}	[A]	6.47	6.53	6.58	6.64	6.69
Voltage at P_{MPP}	V_{MPP}	[V]	33.86	34.15	34.42	34.70	34.97

¹ Measurement tolerances STC: ± 3 % (P_{MPP}); ± 10 % (I_{SC}, V_{OC}, I_{MPP}, V_{MPP})

² Measurement tolerances NOCT: ± 5 % (P_{MPP}); ± 10 % (I_{SC}, V_{OC}, I_{MPP}, V_{MPP})

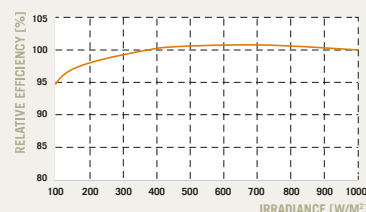
Q CELLS PERFORMANCE WARRANTY



At least 97 % of nominal power during first year. Thereafter max. 0.6 % degradation per year.
At least 92 % of nominal power after 10 years.
At least 83 % of nominal power after 25 years.

All data within measurement tolerances.
Full warranties in accordance with the warranty terms of the Q CELLS sales organisation of your respective country.

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE



The typical change in module efficiency at an irradiance of 200 W/m² in relation to 1000 W/m² (both at 25 °C and AM 1.5 G spectrum) is -2 % (relative).

TEMPERATURE COEFFICIENTS (AT 1000 W/m², 25 °C, AM 1.5 G SPECTRUM)

Temperature Coefficient of I_{SC}	α	[%/K]	+0.04	Temperature Coefficient of V_{OC}	β	[%/K]	-0.33
Temperature Coefficient of P_{MPP}	γ	[%/K]	-0.42				

PROPERTIES FOR SYSTEM DESIGN

Maximum System Voltage V_{sys}	[V]	1000	Safety Class	II
Maximum Reverse Current I_R	[A]	20	Fire Rating	C
Wind/Snow Load (in accordance with IEC 61215)	[Pa]	5400	Permitted module temperature on continuous duty	-40 °C up to +85 °C

QUALIFICATIONS AND CERTIFICATES

VDE Quality Tested, IEC 61215 (Ed.2); IEC 61730 (Ed.1), Application class A
This data sheet complies with DIN EN 50380.



PARTNER

NOTE: Installation instructions must be followed. See the installation and operating manual or contact the technical service for further information on approved installation and use of this product.

Hanwha Q CELLS GmbH

Sonnenallee 17-21, 06766 Bitterfeld-Wolfen, Germany | TEL +49 (0)3494 66 99-23444 | FAX +49 (0)3494 66 99-23000 | EMAIL sales@q-cells.com | WEB www.q-cells.com

Q CELLS

Sharp es una empresa pionera en el sector fotovoltaico
/This is Why: Es por Eso que los módulos solares Sharp son el ejemplo a seguir desde hace más de 50 años.



Innovaciones de la empresa líder en fotovoltaica

Como especialista con más de 50 años de experiencia en fotovoltaica (FV), Sharp contribuye de forma decisiva al desarrollo de la tecnología solar. Los módulos fotovoltaicos de capa fina de la serie NAE se componen de una capa de silicio amorfo y otra de microcristalino. Esta estructura microamorfa en tándem absorbe tanto los componentes visibles como los invisibles del espectro solar, con lo que se aprovecha la energía del solar con mayor eficiencia. Todos los tipos de módulos Sharp de la serie NAE ofrecen una óptima integración de sistema a nivel técnico y económico y resultan idóneos para el montaje en sistemas FV conectados a la red.

Características del producto

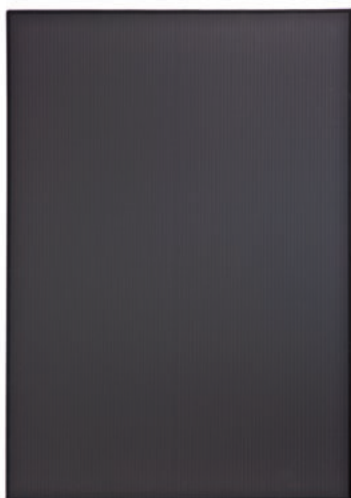
- Estructura en tándem de una capa de silicio amorfo y otra de microcristalino con un coeficiente del módulo estabilizado hasta 9,6 %.
- 2 capas de vidrio laminado con una barrera de vapor encapsulante para un alto rendimiento.
- Diseño estético para numerosas aplicaciones.
- Coeficientes de temperatura bajos que permiten una producción de energía mayor por vatio a altas temperaturas.
- Menos acumulación de suciedad debido a su diseño sin marco.
- Instalación vertical u horizontal.
- Un diodo de bypass integrado en la caja de conexiones.
- Libre de cadmio – Conforme a la directiva RoHS.
- Fabricado en Italia.

Calidad de Sharp

Continuos controles garantizan una calidad duradera. Todos los módulos son sometidos a ensayos ópticos, mecánicos y eléctricos. Los reconocerá por la etiqueta original de Sharp, el número de serie y la garantía de Sharp:

- 10 años de garantía al producto
- 10 años de garantía de rendimiento al 90 % de la potencia mínima de salida
- 25 años de garantía de rendimiento al 80 % de la potencia mínima de salida

La garantía de producto y potencia únicamente será válida si el cliente final registra los módulos en Sharp. La documentación para el registro será facilitada por el instalador o directamente por Sharp.



GALARDONADA POR SER LA MARCA MÁS CONOCIDA, MEJOR VALORADA Y PREFERIDA POR INSTALADORES Y DISTRIBUIDORES.

Certificados y homologaciones

Todos los módulos han sido probados y certificados de acuerdo con

- IEC/EN 61646 e IEC/EN 61730, Application class A
- Clase de Seguridad II/CE

Sharp ha sido certificada en base a:

- ISO 9001:2008 e ISO 14001:2004

DATOS ELÉCTRICOS (STC)

		Valores nominales					Valores iniciales					
		NA-E135G5	NA-E130G5	NA-E125G5	NA-E120G5	NA-E115G5	NA-E135G5	NA-E130G5	NA-E125G5	NA-E120G5	NA-E115G5	
Potencia nominal	P_{max}	135	130	125	120	115	155,2	149,5	143,7	138,0	132,2	W_p
Tensión en circuito abierto	V_{OC}	61,3	60,4	59,7	59,1	58,6	61,8	61,1	60,4	59,7	59,0	V
Corriente de cortocircuito	I_{SC}	3,41	3,41	3,37	3,33	3,26	3,51	3,47	3,43	3,39	3,35	A
Tensión en el punto de máxima potencia	V_{mpp}	47,0	46,1	45,5	44,9	44,5	49,3	48,7	48,3	47,8	47,3	V
Corriente en el punto de máxima potencia	I_{mpp}	2,88	2,82	2,75	2,68	2,59	3,15	3,07	2,98	2,89	2,80	A
Coefficiente de rendimiento del módulo	η_m	9,6	9,3	8,9	8,6	8,2						%

STC = Standard Test Condition: irradiación de 1.000 W/m², AM 1.5, temperatura de la célula de 25 °C. Las características eléctricas están clasificadas dentro de $\pm 10\%$ de los valores indicados de I_{SC} , V_{OC} y de $+7/-2\%$ de P_{max} . Los valores iniciales están aproximadamente un 15% por encima de los valores nominales (estabilizado), y se reducirán durante las primeras semanas de funcionamiento. Después de este periodo, la potencia de salida se estabilizará en torno al valor nominal en función de las variaciones estacionales.

DATOS ELÉCTRICOS (NOCT)

		NA-E135G5	NA-E130G5	NA-E125G5	NA-E120G5	NA-E115G5	
Potencia nominal	P_{max}	102,4	98,6	94,8	90,6	86,8	W_p
Tensión en circuito abierto	V_{OC}	56,8	55,9	55,3	54,7	54,2	V
Corriente de cortocircuito	I_{SC}	2,76	2,76	2,73	2,70	2,65	A
Tensión en el punto de máxima potencia	V_{mpp}	44,0	43,2	42,6	41,8	41,5	V
Corriente en el punto de máxima potencia	I_{mpp}	2,33	2,29	2,23	2,17	2,10	A
Temperatura Operativa Nominal de la Célula NOCT		46	46	46	46	46	°C

NOCT: Temperatura de funcionamiento del módulo con una irradiación de 800 W/m², temperatura del aire de 20 °C, velocidad del viento 1 m/s.

VALORES LÍMITE

Tensión de sistema máxima admisible	1.000 V CC
Corriente inversa máxima	5 A
Rango de Temperatura	-40 to +90 °C
Capacidad de carga máxima	2.400 N/m²

DATOS MECÁNICOS

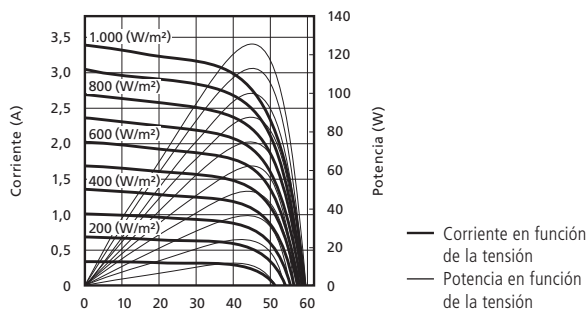
Longitud	1.402 mm
Ancho	1.001 mm
Profundidad (incluyendo la caja de conexiones = 24 mm)	7,4 mm
Peso	26 kg

COEFICIENTE DE TEMPERATURA

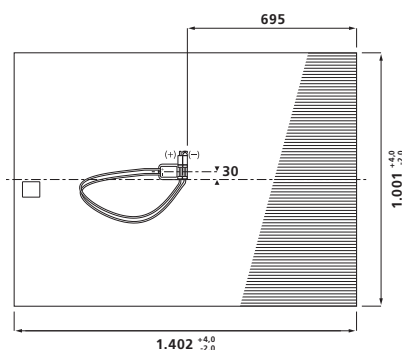
P_{max}	-0,24 % / °C
V_{OC}	-0,30 % / °C
I_{SC}	+0,07 % / °C

CURVAS CARACTERÍSTICAS NA-E125G5

Curvas características: Corriente/potencia en función de la tensión (temperatura de célula: 25 °C)



VISTA TRASERA



DATOS GENERALES

Células	Célula tándem de silicio amorfo (α -Si) y microcristalino (μ c-Si)
Vidrio frontal vidrio trasero	vidrio blanco templado vidrio blanco templado
Caja de conexiones	PPE/resina PPO, clasificación IP65, 1 diodo de bypass incluido
Cable	2,5 mm², longitud 950 mm
Conector	SMK (compatible con MC4), Tipo CCT9901-2452F/CCT9901-2362F, IP67 Para prolongar los cables de conexión del módulo, utilice únicamente el conector SMK en la misma serie o el conector MultiContactAG MC4 (PV-KST04/PV-KBT04)

NOTA

Antes de montar los módulos fotovoltaicos, lea por favor con atención nuestras instrucciones de montaje detalladas. Siga las instrucciones al pie de la letra (p. ej. el polo negativo debe estar conectado a tierra, protección con fusibles/diodos de bloqueo).

Sharp Energy Solution Europe · a division of Sharp Electronics (Europe) GmbH · Sonninstrasse 3, 20097 Hamburg, Germany · Tel: +49(0)40/23 76-0 · Fax: +49(0)40/23 76-2193

www.sharp.es/solar

SHARP

Responsabilidad local:

Austria SolarInfo.at@sharp.eu

Benelux SolarInfo.seb@sharp.eu

Central & Eastern Europe SolarInfo.scee@sharp.eu

Denmark SolarInfo.dk@sharp.eu

France SolarInfo.fr@sharp.eu

Germany SolarInfo.de@sharp.eu

Scandinavia SolarInfo.sen@sharp.eu

Spain & Portugal SolarInfo.es@sharp.eu

Switzerland SolarInfo.ch@sharp.eu

United Kingdom SolarInfo.uk@sharp.eu

SunFields Europe · Lope Gomez de Marzoa, Feuga 12, 15706, Santiago de Compostela, Spain · Tel: +34 981595856 · Email: info@sfe-solar.com

La portada muestra una instalación de 340 kWp en el Este de Alemania. **Nota:** Los datos técnicos pueden ser modificados sin previo aviso. Rogamos solicite a Sharp las hojas de datos actuales antes de utilizar un producto de Sharp. Sharp no se responsabiliza de daños en equipos que han sido dotados con productos de Sharp sin la consulta previa a una fuente de información segura. Las especificaciones pueden variar ligeramente y no son garantizadas. Encontrará las instrucciones de instalación y operación en los manuales correspondientes o podrá descargarlas de www.sharp.eu/solar. Este módulo no debería conectarse directamente a una carga.

SolarNAE_G5_S0412

FIRST SOLAR – FS-262 / FS-265 / FS-267 / FS-270 / FS-272

Los módulos solares son el elemento determinante de cualquier instalación solar y transforman la luz solar en corriente eléctrica. Por tanto, su calidad y el uso óptimo de la tecnología son decisivos para el rendimiento y la rentabilidad de su instalación. Los módulos solares con tecnología de capa fina absorben un espectro especialmente amplio de luz solar. Esto conduce a un aprovechamiento efectivo de la energía solar – incluso en condiciones de luz solar no tan óptimas.

Basándose en estrictos criterios de calidad, Phoenix Solar selecciona los mejores módulos solares en cada caso de los fabricantes internacionales líderes. Éstos son comprobados de forma continua tanto por nuestros propios expertos, como también por institutos independientes. Ésto le proporciona la seguridad de optimizar su inversión de forma duradera y rentable.



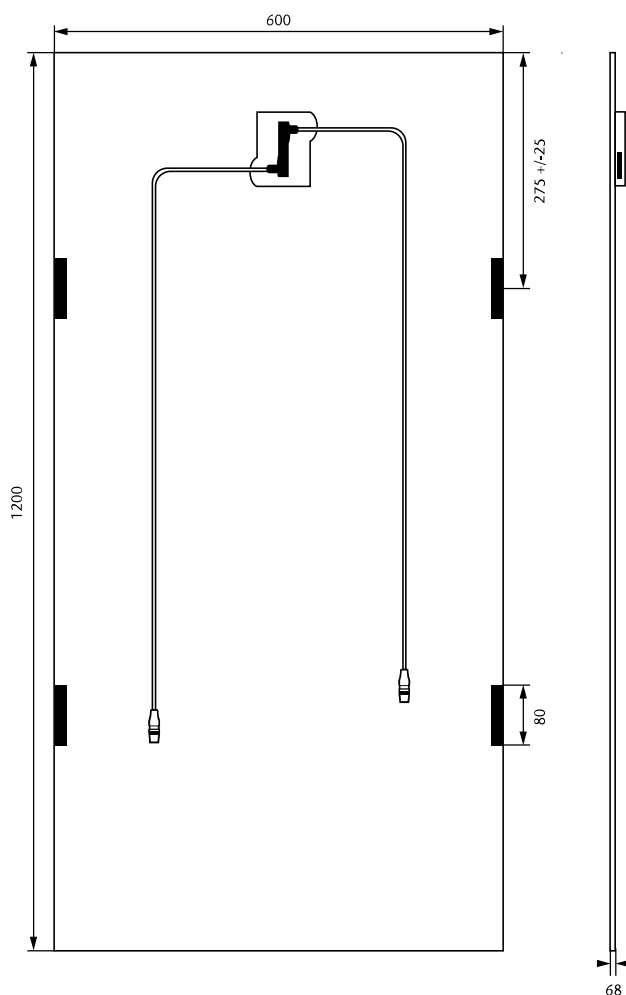
Vista general de las ventajas:

- » 62,5; 65; 67,5; 70 y 72,5 Wp
- » Comprobación independiente del fabricante
- » Producción fiable de energía gracias a una alta tolerancia de temperaturas y una extraordinaria potencia incluso con luz solar difusa
- » Su alta eficiencia y potencia de salida estable proporcionan un alto rendimiento durante muchos años
- » 25 años de garantía de potencia* sobre el 80 % de la potencia mínima
- » 10 años de garantía de potencia* sobre el 90 % de la potencia mínima
- » Módulo solar sin marco (laminado)
- » Sistema propio de recuperación y reciclaje sin coste

* Rigen las condiciones de garantía del fabricante.

La experiencia cuenta

Phoenix Solar le asiste en la configuración del sistema solar fotovoltaico óptimo para usted. En función de sus necesidades le asesoramos en la elección del módulo y demás componentes que integran el sistema. El grupo Phoenix Solar cuenta con una amplia experiencia en la tecnología de sistemas solares de alta calidad.



Parámetros mecánicos

Longitud [mm]	1200
Anchura [mm]	600
Profundidad [mm]	6,8
Profundidad con caja de conexión [mm]	19,9
Peso [kg]	12
Caja de conexión	First Solar
Cable positivo (fabricante/longitud [mm]/sección transversal de conector [mm²])	Cable general/610/3,2
Cable negativo (fabricante/longitud [mm]/sección transversal de conductor [mm²])	Cable general/610/3,2
Conector (fabricante)	Multi-contacto/MC3
Cubierta frontal (material)	Vidrio reforzado/3,2
Tipo de célula (número/tecnología)	116/CdS/CdTe
Encapsulado de célula (material)	Acetato de etil vinilo (EVA) con sello en el borde
Cubierta trasera (material/grosor [mm])	Vidrio reforzado/3,2
Marco (material/tipo de perfil)	Sin marco

Garantías

Garantía de producto	5 años de garantía de producto*
Garantía de potencia	90 % de la potencia mínima durante 10 años* 80 % de la potencia mínima durante 25 años*

* Rigen las condiciones de garantía del fabricante.

Certificaciones

IEC 61646

Comprobación alemana TÜV Clase de protección II



First Solar se ha centrado en la tecnología de capa fina y es un fabricante líder internacional de módulos solares, sobre todo, en el área de las grandes centrales de energía solar. La empresa fabrica módulos solares con ayuda de un procedimiento de recubrimiento de semiconductores altamente desarrollado que reduce claramente los costes y, con ello, aumenta la rentabilidad.



Parámetros eléctricos

Parámetros eléctricos según condiciones estándar de ensayo - STC (1000 W/m², 25 (+/- 2)° C, AM 1,5 según EN 6090-4)

Referencia	100285	100284	100287	100288	100270
Potencia [Wp]	62,50	65,00	67,50	70,00	72,50
Tolerancia de potencia [%]	+/- 5	+/- 5	+/- 5	+/- 5	+/- 5
Rendimiento [%]	8,68	9,03	9,38	9,72	10,07
Tensión en el punto de máxima potencia V _{mpp} [V]	62,50	63,70	64,60	67,10	67,90
Máx. corriente I _{mpp} [A]	1,00	1,02	1,05	1,04	1,07
Tensión en circuito abierto V _{oc} [V]	86,00	87,00	87,00	89,00	90,00
Corriente de cortocircuito I _{sc} [A]	1,17	1,17	1,18	1,19	1,19

Parámetros eléctricos a 800 W/m², NOCT, AM 1,5

NOCT = Nominal Operating Cell Temperature, Temperatura operativa nominal de las células

Máx. potencia de salida P _{máx} [Wp]	46,90	48,80	50,60	52,50	54,40
Máx. tensión V _{mpp} [V]	59,00	60,00	61,00	63,00	64,00
Máx. corriente I _{mpp} [A]	0,80	0,82	0,84	0,83	0,85
Tensión en circuito abierto V _{oc} [V]	80,00	81,00	80,00	83,00	83,00
Corriente de cortocircuito I _{sc} [A]	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97
Capacidad de carga de corriente de retorno I _R [A]	2				
Máx. tensión permitida del sistema V _{máx} [V]	1000				

Variación del rendimiento de 1000 W/m² a 200 W/m² (T_{módulo} = 25° C), [%]: + 2 (¡aumento!)

Parámetros del comportamiento térmico

NOCT [° C]	45
Coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito I _{sc} [%/K]	+ 0,04
Coeficiente de temperatura de la tensión en circuito abierto V _{oc} [%/K]	- 0,25
Coeficiente de temperatura de la potencia máxima P _{máx} [%/K]	- 0,25

Condiciones operativas permitidas

Máx. temperatura operativa [° C]	- 40 a + 85
Máx. carga por nieve [Pa]	Según IEC 61646
Máx. carga de viento [Pa]	Según IEC 61646

AYUDA PARA LA PLANIFICACIÓN

El recuadro de módulos que se muestra abajo está especialmente diseñado para los módulos First Solar, siguiendo el sistema de montaje Tecto-Sun (escala: 1:100).

Indicaciones de uso: Realice un dibujo esquemático a escala del tejado (1:100) con todos los detalles (ventanas, tragaluces, chimeneas, etc.) en un papel transparente y colóquelo sobre este recuadro de módulos. A continuación,

traslade los puntos de corte de la cuadrícula al dibujo esquemático del tejado y únalos con una regla. Si el dibujo esquemático del tejado fuera mayor que la cuadrícula, puede desplazarla según sea necesario. Así, puede determinar la máxima ocupación con módulos teniendo en cuenta las zonas sombreadas y los objetos dispuestos en el tejado.

Número de módulos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Dimensión del recuadro de módulos	1,21	2,42	3,63	4,84	6,05	7,26	8,47	9,67	10,88	12,09	13,30	14,51	Anchura (m)
1													
2													
3													
4													
5													
6													
7													
8													
9													
10													
11													
12													
13													
14													
15													
16													
17													
	10,54												
	Longitud (m)												
	Salvo errores y modificaciones												

Phoenix Solar S.L.
Edificio Áncora
Avenida Isla Graciosa nº 1, planta baja
28703 San Sebastián de los Reyes, Madrid
España

Tel. +34 902 99 81 77
Fax +34 916 53 64 39
distribucion@phoenixsolar.es

www.phoenixsolar.es

Uniendo fuerzas para generar energía

SUNNY TRIPOWER

5000TL / 6000TL / 7000TL / 8000TL / 9000TL



STP 5000TL-20 / STP 6000TL-20 / STP 7000TL-20 / STP 8000TL-20 / STP 9000TL-20



Rentable

- Rendimiento máximo del 98 %
- Gestión de las sombras mediante OptiTrac Global Peak
- Gestión activa de la temperatura gracias a OptiCool

Flexibilidad

- Tensión de entrada de CC hasta 1.000 V
- Funciones integradas de gestión de red
- Inyección de potencia reactiva
- Diseño de instalaciones adaptada a cada módulo con Optiflex

Comunicativo

- SMA Webconnect
Comunicación con Sunny Portal
- Comunicación *Bluetooth*
- Fácil configuración por países
- Relé multifunción de serie

Sencillo

- Inyección trifásica
- Conexión del cableado sin necesidad de herramientas
- Sistema de conexión de CC SUNCLIX
- Interruptor-seccionador de potencia de CC integrado ESS
- Sencillo montaje mural

SUNNY TRIPOWER

5000TL / 6000TL / 7000TL / 8000TL / 9000TL

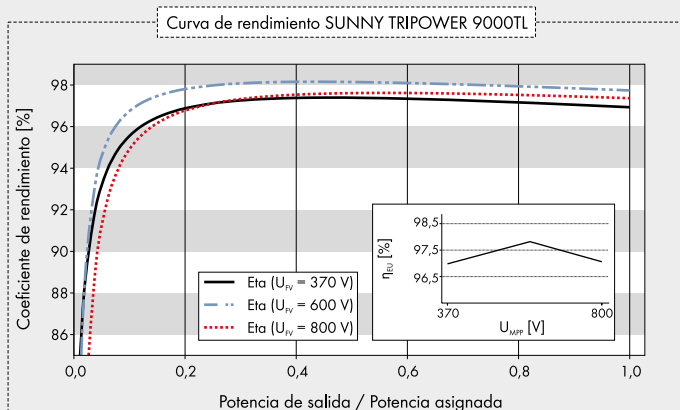
El trifásico para el hogar

Tecnología punta y el mejor rendimiento en casa: el Sunny Tripower de las clases de potencia de 5 a 9 kW establece también nuevos estándares en instalaciones fotovoltaicas privadas. Muy flexible gracias a Optiflex y su multistring asimétrico, proporciona, con su rendimiento máximo y OptiTrac Global Peak, las mayores ganancias. Además de la comunicación a través de la antena *Bluetooth* exterior, cuenta con una conexión directa de serie con el Sunny Portal a través de SMA Webconnect: por primera vez sin necesidad de registrador de datos. La antena *Bluetooth* es también la conexión directa a Sunny Portal mediante SMA Webconnect de serie, por primera vez sin registrador de datos. Además, el "pequeño" Sunny Tripower cuenta con funciones integradas para la gestión de la red, permite una inyección de potencia reactiva y es adecuado para operar con un diferencial de 30 mA.

SUNNY TRIPOWER

5000TL / 6000TL / 7000TL / 8000TL / 9000TL

Datos técnicos	Sunny Tripower 5000TL	Sunny Tripower 6000TL
Entrada (CC)		
Potencia máx. de CC ($\cos \phi = 1$)	5100 W	6125 W
Tensión de entrada máx.	1000 V	1000 V
Rango de tensión MPP / tensión asignada de entrada	245 V – 800 V / 580 V	295 V – 800 V / 580 V
Tensión de entrada mín. / de inicio	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Corriente máx. de entrada (entrada A / B)	11 A / 10 A	11 A / 10 A
Corriente máx. de entrada por string (entrada A / B)	11 A / 10 A	11 A / 10 A
Número de entradas independientes / strings por entrada de punto de máxima potencia (MPP)	2 / A:2; B:2	2 / A:2; B:2
Salida (CA)		
Potencia asignada (230 V, 50 Hz)	5000 W	6000 W
Potencia aparente de CA máx.	5000 VA	6000 VA
Tensión nominal de CA	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V
Rango de tensión nominal de CA	160 V – 280 V	160 V – 280 V
Frecuencia de red de CA / rango	50 Hz, 60 Hz / –5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / –5 Hz ... +5 Hz
Frecuencia / tensión asignadas de red	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Corriente de salida máx.	7,3 A	8,7 A
Factor de potencia a potencia asignada	1	1
Factor de desfase ajustable	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo
Fases de inyección / conexión	3 / 3	3 / 3
Rendimiento		
Rendimiento máx. / europeo	98 % / 97,1 %	98 % / 97,4 %
Dispositivos de protección		
Punto de desconexión en el lado de entrada	●	●
Monitorización de toma a tierra / de red	● / ●	● / ●
Protección contra polarización inversa de CC) / resistencia al cortocircuito de CA / con separación galvánica	● / ● / –	● / ● / –
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●	●
Clase de protección (según IEC 62103) / categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I / III	I / III
Datos generales		
Dimensiones (ancho / alto / fondo)	470 / 730 / 240 mm (18,5 / 28,7 / 9,5 in)	470 / 730 / 240 mm (18,5 / 28,7 / 9,5 in)
Peso	37 kg (81,6 lb)	37 kg (81,6 lb)
Rango de temperatura de servicio	–25 °C ... +60 °C (–13 °F ... +140 °F)	–25 °C ... +60 °C (–13 °F ... +140 °F)
Emisiones de ruido (típicas)	40 dB(A)	40 dB(A)
Autoconsumo (nocturno)	1 W	1 W
Topología / sistema de refrigeración	Sin transformador / OptiCool	Sin transformador / OptiCool
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65	IP65
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100%	100%
Características		
Conexión de CC / CA	SUNCLIX / Borne de conexión por resorte	SUNCLIX / Borne de conexión por resorte
Pantalla	Gráfico	Gráfico
Interfaz: RS485, Bluetooth, Speedwire/Webconnect	○ / ● / ●	○ / ● / ●
Relé multifunción / Power Control Module	● / ○	● / ○
Garantía: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 años	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	AS 4777, C10/11, CE, CEI 0-21 (>6 kWp), EN 50438 ¹ , G59/2, G83/1-1, IEC 61727, MEA ² , NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA ² , PPC, PPDS, RD1699, RD 661/2007, SI 4777, UTE C15-712-1, VDE-AR-N 4105, VDE0126-1-1	
Modelo comercial	STP 5000TL-20	STP 6000TL-20



Accesorios



Interfaz RS485
485BRD-10



Power Control Module
PWCBRD-10

¹ No válido para todos los apéndices nacionales de la norma EN 50438

² Solo STP 9000TL-20

● De serie ○ Opcional — No disponible

Datos provisionales: estado de Noviembre 2013

Datos en condiciones nominales

Sunny Tripower 7000TL	Sunny Tripower 8000TL	Sunny Tripower 9000TL	
7175 W	8200 W	9225 W	
1000 V	1000 V	1000 V	
290 V – 800 V / 580 V	330 V – 800 V / 580 V	370 V – 800 V / 580 V	
150 V / 188 V	150 V / 188 V	150 V / 188 V	
15 A / 10 A	15 A / 10 A	15 A / 10 A	
15 A / 10 A	15 A / 10 A	15 A / 10 A	
2 / A:2; B:2	2 / A:2; B:2	2 / A:2; B:2	
7000 W	8000 W	9000 W	
7000 VA	8000 VA	9000 VA	
3 / N / PE; 220 / 380 V	3 / N / PE; 220 / 380 V	3 / N / PE; 220 / 380 V	
3 / N / PE; 230 / 400 V	3 / N / PE; 230 / 400 V	3 / N / PE; 230 / 400 V	
3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 240 / 415 V	
160 V – 280 V	160 V – 280 V	160 V – 280 V	
50 Hz, 60 Hz / –5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / –5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / –5 Hz ... +5 Hz	
50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V	
10,2 A	11,6 A	13,1 A	
1	1	1	
0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo	
3 / 3	3 / 3	3 / 3	
98 % / 97,5 %	98 % / 97,6 %	98 % / 97,6 %	
● ● / ● ● / ● / –	● ● / ● ● / ● / –	● ● / ● ● / ● / –	
● I / III	● I / III	● I / III	
470 / 730 / 240 mm (18,5 / 28,7 / 9,5 in)	470 / 730 / 240 mm (18,5 / 28,7 / 9,5 in)	470 / 730 / 240 mm (18,5 / 28,7 / 9,5 in)	
37 kg (81,6 lb)	37 kg (81,6 lb)	37 kg (81,6 lb)	
–25 °C ... +60 °C (–13 °F ... +140 °F)	–25 °C ... +60 °C (–13 °F ... +140 °F)	–25 °C ... +60 °C (–13 °F ... +140 °F)	
40 dB(A)	40 dB(A)	40 dB(A)	
1 W	1 W	1 W	
Sin transformador / OptiCool	Sin transformador / OptiCool	Sin transformador / OptiCool	
IP65	IP65	IP65	
4K4H	4K4H	4K4H	
100 %	100 %	100 %	
SUNCLIX / Borne de conexión por resorte	SUNCLIX / Borne de conexión por resorte	SUNCLIX / Borne de conexión por resorte	
Gráfico	Gráfico	Gráfico	
○ / ● / ●	○ / ● / ●	○ / ● / ●	
● / ○	● / ○	● / ○	
● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○	
AS 4777, C10/11, CE, CEI 0-21 (>6 kWp), EN 50438 ¹ , G59/2, G83/1-1, IEC 61727, MEA ² , NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA ² , PPC, PPDS, RD1699, RD 661/2007, SI 4777, UTE C15-712-1, VDE-AR-N 4105, VDE0126-1-1			
STP 7000TL-20	STP 8000TL-20	STP 9000TL-20	

www.SunnyPortal.com

Monitorización, gestión y presentación profesionales de instalaciones fotovoltaicas



www.SMA-Iberica.com

SMA Solar Technology

STP00001000134617 SMA y Sunny Tipower son marcas registradas de SMA Solar Technology AG. Bluebird® es una marca registrada de Bluebird SIG, Inc. SUNCLIX es una marca registrada de PHOENIX CONTACT GmbH & Co. KG. Impreso en papel FSC. Nos reservamos el derecho de realizar cambios en productos y servicios, incluyendo las modificaciones en los datos técnicos. SMA no asume ninguna responsabilidad por errores o fallos de impresión. Para obtener información actualizada consulte la página web www.SMASolar.com

**Rentable**

- Rendimiento máximo del 97 %
- Tecnología multistring en todas las clases de potencia
- Ahorro de costes por el menor número de strings paralelos
- Gestión de sombras mediante OptiTrac Global Peak

Flexible

- Tensión de entrada máxima (CC) de 750 voltios
- Funciones de gestión de red integradas y preparación de potencia reactiva

Sencillo

- Sin ventilador
- Montaje mural simplificado
- Sistema de conexión de CC SUNCLIX
- Conexión rápida y sin herramientas

Comunicativo

- Fácil configuración por países
- Tecnología Bluetooth® de serie

SUNNY BOY 3000TL / 3600TL / 4000TL / 5000TL con Reactive Power Control (regulación de la potencia reactiva)

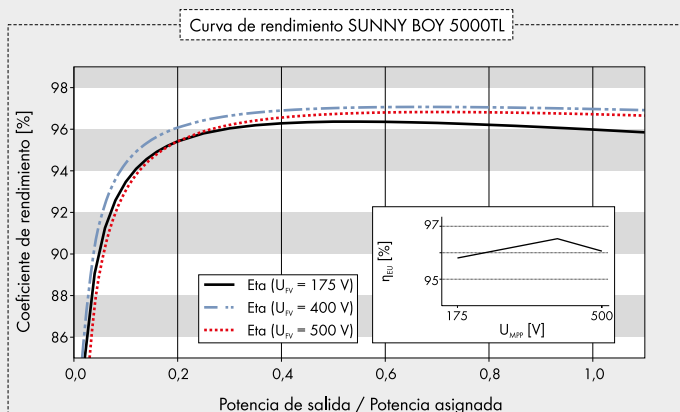
Como el antiguo. Pero nuevo. Sunny Boy de uso universal.

Todo son mejoras: el nuevo Sunny Boy sin transformador es la solución perfecta para generadores fotovoltaicos exigentes e instalaciones ubicadas parcialmente a la sombra. Como sucesor del exitoso Sunny Boy, la versión 20 ofrece toda una serie de ventajas adicionales: su implementación es más flexible; su rendimiento más eficiente y su manejo, más cómodo. Con la elevada tensión de CC de 750 V, se produce un ahorro de costes al emplear menos strings paralelos. Además, gracias a las funciones integradas de gestión de la red, los equipos pueden emplearse de forma universal y contribuyen decisivamente al apoyo de la red.

SUNNY BOY 3000TL / 3600TL / 4000TL / 5000TL

con Reactive Power Control

Datos técnicos	Sunny Boy 3000TL	Sunny Boy 3600TL
Entrada (CC)		
Potencia máxima de CC (con $\cos \varphi=1$)	3200 W	3880 W
Tensión de entrada máx.	750 V	750 V
Rango de tensión MPP / tensión asignada de entrada	175 V - 500 V / 400 V	175 V - 500 V / 400 V
Tensión de entrada mín. / de inicio	125 V / 150 V	125 V / 150 V
Corriente máx. de entrada (entrada A / B)	15 A / 15 A	15 A / 15 A
Corriente máx. de entrada por string (entrada A / B)	15 A / 15 A	15 A / 15 A
Número de entradas de punto de máxima potencia (MPP) independientes / strings por entrada de punto de máxima potencia (MPP)	2 / A:2; B:2	2 / A:2; B:2
Salida (CA)		
Potencia asignada (230 V, 50 Hz)	3000 W	3680 W
Potencia aparente de CA máxima	3000 VA	3680 VA
Tensión nominal de CA / rango	220 V, 230 V, 240 V / 180 V-280 V	220 V, 230 V, 240 V / 180 V- 280 V
Frecuencia de red de CA / rango	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz
Frecuencia / tensión asignadas de red	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Corriente máx. de salida	16 A	16 A
Factor de potencia a potencia asignada	1	1
Factor de desfase ajustable	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo
Fases de inyección / conexión	1 / 1	1 / 1
Rendimiento		
Rendimiento máx. / europeo	97 % / 96 %	97 % / 96,3 %
Dispositivos de protección		
Punto de desconexión en el lado de entrada	●	●
Monitorización de toma a tierra / de red	● / ●	● / ●
Protección contra polarización inversa (CC) / resistencia al cortocircuito (CA) / con separación galvánica	● / ● / -	● / ● / -
Unidad de seguimiento de la corriente residual	●	●
Clase de protección (según IEC 62103) / categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I / III	I / III
Datos generales		
Dimensiones (ancho / alto / fondo)	490 / 519 / 185 mm (19.3 / 20.4 / 7.3 in)	
Peso	26 kg (57,3 lb)	26 kg (57,3 lb)
Rango de temperatura de servicio	-25 °C...+60 °C (-13 °F...+140 °F)	-25 °C...+60 °C (-13 °F...+140 °F)
Emisiones de ruido, típicas	25 dB(A)	25 dB(A)
Autoconsumo (nocturno)	1 W	1 W
Topología	Sin transformador	Sin transformador
Sistema de refrigeración	Convección	Convección
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65	IP65
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100 %	100 %
Características		
Conexión de CC / Conexión de CA	SUNCLIX / Borne de conexión por resorte	SUNCLIX / Borne de conexión por resorte
Pantalla	Gráfico	Gráfico
Interfaz: RS485 / Bluetooth® / Speedwire/Webconnect	○ / ● / ○	○ / ● / ○
Relé multifunción / Power Control Module	○ / ○	○ / ○
Garantía: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 años	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	AS 4777, C10/11, CE, CEI 0-21, EN 50438 ¹ , G59/2, G83/1-1, IEC 61727, MEA ⁴ , NRS 097-2-1, PEA ⁴ , PPC, PPDS, RD1699, RD 661, UTE C15-712, VDE-AR-N 4105, VDE0126-1-1	
Última actualización: Noviembre 2013		
● De serie ○ Opcional — No disponible, Datos en condiciones nominales		
Modelo comercial	SB 3000TL-21	SB 3600TL-21



Accesorios



Interfaz RS485
DM-485CB-10



Interfaz
Speedwire/Webconnect
SWDM-10



Relé multifunción
MFR01-10



Juego de ventilador
adicional
FANKIT01-10



Power Control Module
PWCMOD-10

¹ No válido para todos los apéndices nacionales de la norma EN 50438

² 4600 VA para VDE-AR-N 4105 ³ 4825 W para VDE-AR-N 4105

⁴ Solo SB 3600TL-21, SB 5000TL-21

Datos técnicos	Sunny Boy 4000TL	Sunny Boy 5000TL
Entrada (CC)		
Potencia máxima de CC (con $\cos \varphi=1$)	4200 W	5250 W ³
Tensión de entrada máx.	750 V	750 V
Rango de tensión MPP / tensión asignada de entrada	175 V - 500 V / 400 V	175 V - 500 V / 400 V
Tensión de entrada mín. / de inicio	125 V / 150 V	125 V / 150 V
Corriente máx. de entrada (entrada A / B)	15 A / 15 A	15 A / 15 A
Corriente máx. de entrada por string (entrada A / B)	15 A / 15 A	15 A / 15 A
Número de entradas de punto de máxima potencia (MPP) independientes / strings por entrada de punto de máxima potencia (MPP)	2 / A:2; B:2	2 / A:2; B:2
Salida (CA)		
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	4000 W	4600 W
Potencia aparente de CA máxima	4000 VA	5000 VA ²
Tensión nominal de CA / rango	220 V, 230 V, 240 V / 180 V-280 V	220 V, 230 V, 240 V / 180 V-280 V
Frecuencia de red de CA / rango	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz
Frecuencia / tensión asignadas de red	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Corriente máx. de salida	22 A	22 A
Factor de potencia a potencia asignada	1	1
Factor de desfase ajustable	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo
Fases de inyección / conexión	1 / 1	1 / 1
Rendimiento		
Rendimiento máx. / europeo	97 % / 96,4 %	97 % / 96,5 %
Dispositivos de protección		
Punto de desconexión en el lado de entrada	●	●
Monitorización de toma a tierra / de red	● / ●	● / ●
Protección contra polarización inversa (CC) / resistencia al cortocircuito (CA) / con separación galvánica	● / ● / -	● / ● / -
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●	●
Clase de protección (según IEC 62103) / categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I / III	I / III
Datos generales		
Dimensiones (ancho / alto / fondo)	490 / 519 / 185 mm (19.3 / 20.4 / 7.3 in)	490 / 519 / 185 mm (19.3 / 20.4 / 7.3 in)
Peso	26 kg (57,3 lb)	26 kg (57,3 lb)
Rango de temperatura de servicio	-25 °C...+60 °C (-13 °F...+140 °F)	-25 °C...+60 °C (-13 °F...+140 °F)
Emisiones de ruido, típicas	25 dB(A)	25 dB(A)
Autoconsumo (nocturno)	1 W	1 W
Topología	Sin transformador	Sin transformador
Sistema de refrigeración	Convección	Convección
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65	IP65
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100 %	100 %
Características		
Conexión de CC / Conexión de CA	SUNCLIX / Borne de conexión por resorte	SUNCLIX / Borne de conexión por resorte
Pantalla	Gráfico	Gráfico
Interfaz: RS485 / Bluetooth® / Speedwire/Webconnect	○ / ● / ○	○ / ● / ○
Relé multifunción / Power Control Module	○ / ○	○ / ○
Garantía: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 años	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	AS 4777, C10/11, CE, CEI 0-21, EN 50438 ¹ , G59/2, G83/1-1, IEC 61727, MEA ⁴ , NRS 097-2-1, PEA ⁴ , PPC, PPD5, RD1699, RD 661, UTE C15-712, VDE-AR-N 4105, VDE0126-1-1	AS 4777, C10/11, CE, CEI 0-21, EN 50438 ¹ , G59/2, G83/1-1, IEC 61727, MEA ⁴ , NRS 097-2-1, PEA ⁴ , PPC, PPD5, RD1699, RD 661, UTE C15-712, VDE-AR-N 4105, VDE0126-1-1
● De serie ○ Opcional — No disponible, Datos en condiciones nominales		
Modelo comercial	SB 4000TL-21	SB 5000TL-21

www.SunnyPortal.com

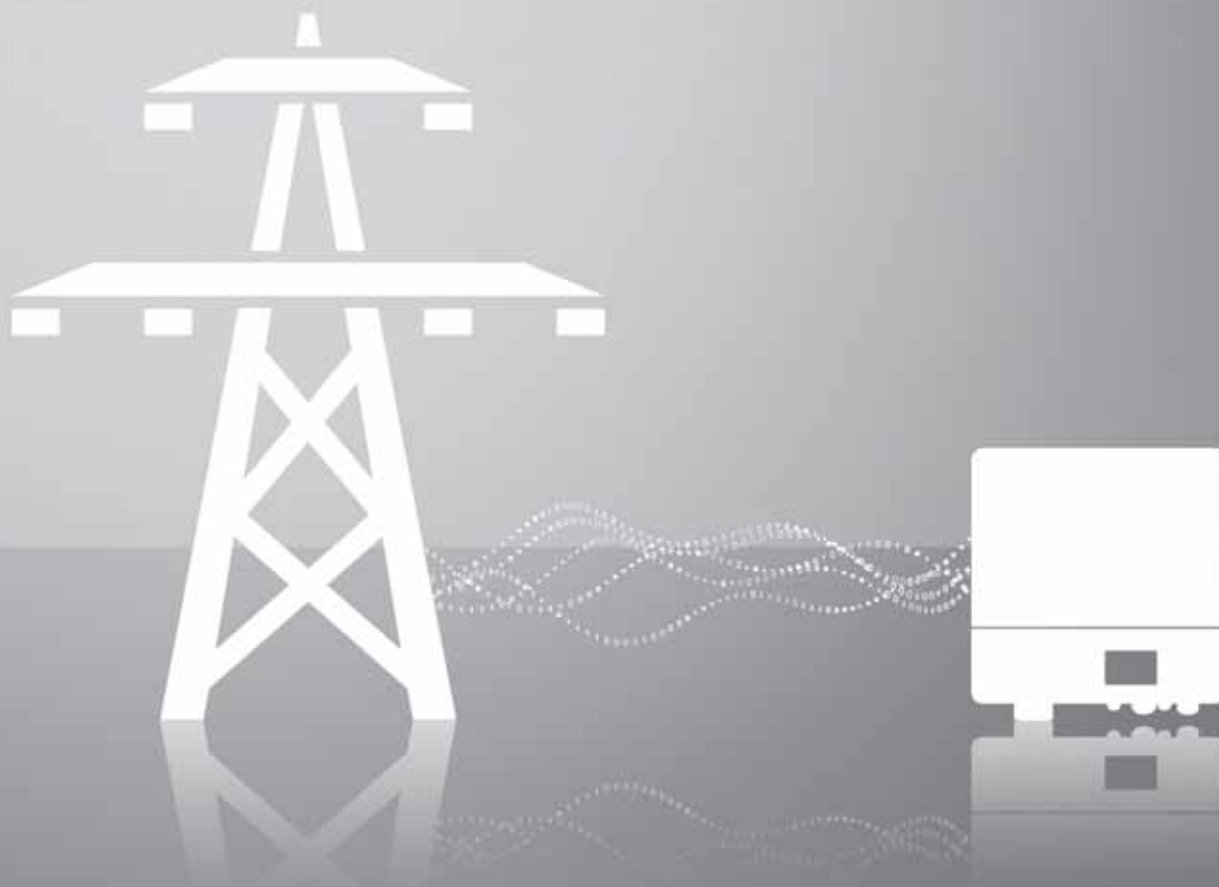
Monitorización, gestión y presentación profesionales de instalaciones fotovoltaicas



www.SMA-Iberica.com

SMA Solar Technology

PWCMOD-10 / PWCBRD-10



Flexible

- Suitable for various requirements
- 4 digital inputs,
1 multi-function relay
- Optional or available as retrofit kit

Simple & future-proof

- Functionality upgrade via
firmware update
- Fast and uncomplicated installation

User-friendly

- Configuration with Sunny Explorer
software version 1.05 or higher,
Sunny WebBox and Sunny Web-
Box with *Bluetooth®* firmware ver-
sion 1.03 or higher

Complies with standards

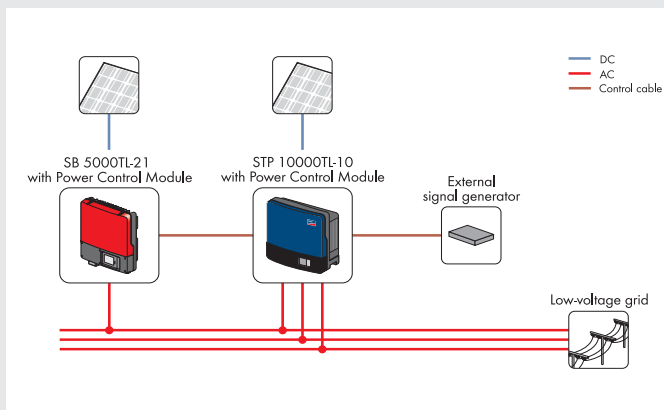
- Satisfies requirements of key
national laws and standards,
such as Germany's 2012
Renewable Energy Sources Act
and Italy's CEI-0-21*

SMA POWER CONTROL MODULE

The multi-function interface for PV inverters

Following changes to legal and normative requirements in many countries, PV plants must now meet additional specifications for grid integration. As a multi-function interface, the SMA Power Control Module ensures compliance: Digital inputs implement the various specifications for the inverters. For example, the SMA Power Control Module governs remote active power limitation at 0%, 30%, 60%, and 100% of the agreed connected active power; it also permits remote shutdown and adjustment of frequency limits. In addition, the device has a multi-function relay that can be used as a fault indicator relay, to control external loads, or to charge a battery.

* This only applies to the PWCMOD-10



¹ See installation manual

² Only possible with external star-shaped wiring

— Not Available

Version: January 2013

Technical data	SMA Power Control Module	
Inputs	4 digital inputs	
Type	Via inverter	
Voltage supply	Via inverter	
Voltage supply	Via inverter	
Outputs	30 V	
Max. DC switching voltage	30 V (DC) / 230 V (AC) ¹	
Max. DC switching current	1,0 A	
Terminal	3-pole plug	
Minimum electrical endurance when the maximum switching voltage and maximum switching current are complied with	100.000 switching cycles	
General data	100.000 switching cycles	
Dimensions (W / H / D)	58 / 115 / 31 mm (2,3 / 4,5 / 1,2 inch)	127 / 77 / 39 mm (5 / 3 / 1,5 inch)
Weight	49 g	55 g
Mounting location	In the inverter	In the inverter
Degree of protection according to IEC 60529	IP20	IP20
Required degree of protection of the inverter according to IEC 60629	IP65	IP65
Ambient conditions for storage/transport	-40 °C ... +70 °C (-40 °F ... +158 °F)	
Ambient temperature	-40 °C ... +70 °C (-40 °F ... +158 °F)	
Relative humidity, non-condensing	10 % ... 95 %	
Maximum height above mean sea level	3000 m	
Ambient conditions during operation	-25 °C ... +85 °C (-13 °F ... +185 °F)	
Ambient temperature	-25 °C ... +85 °C (-13 °F ... +185 °F)	
Relative humidity, non-condensing	4 % ... 100 %	
Maximum height above mean sea level	3000 m	
Available for the following inverters	SB 2500TLST-21, 3000TLST-21, 3000TL-21, 3600TL-21, 4000TL-21, 5000TL-21	
SUNNY BOY	—	
SUNNY TRIPOWER	STP 8000TL-10, 10000TL-10, 12000TL-10, 15000TL-10, 17000TL-10, 15000TLHE-10, 20000TLHE-10, 15000TLEE-10, 20000TLEE-10	STP 5000TL-20, 6000TL-20, 7000TL-20, 8000TL-20, 9000TL-20
WINDY TRIPOWER	—	WTP 5000TL-20, 6000TL-20, 7000TL-20, 8000TL-20, 9000TL-20
Maximum number of Power Control Modules connected in parallel	5	5 ²
Type designation	PWCMOD-10	PWCBRD-10



INSTRUCCIONES DE FUNCIONAMIENTO

INVERSOR SENOIDAL

TAURO BC



Referencia:

MU-17-AF

ÍNDICE DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	1
INSTRUCCIONES DE SEGURIDAD	2
PRECAUCIONES GENERALES	2
EMISIÓN DE GASES EN BATERÍAS	2
CAÍDA DE RAYOS Y SOBRETENSIONES	2
PRECAUCIONES DE SEGURIDAD.....	2
CONEXIÓN A TIERRA.....	2
APLICACIONES	3
CARGAS RESISTIVAS	3
CARGAS INDUCTIVAS	3
PROBLEMAS CON CARGAS	3
DIMENSIONADO DEL INVERSOR.....	3
FUNCIONAMIENTO.....	4
PANEL DE CONTROL.....	4
PUESTA EN MARCHA Y PARO	4
MODO MANUAL	4
MODO AUTOMÁTICO.....	5
GESTIÓN AUTOMÁTICA DE PUNTAS DE ARRANQUE.....	5
ARRANQUE EN RAMPA	5
CIRCUITOS DE PROTECCIÓN.....	5
BAJA TENSIÓN DE ENTRADA	5
SOBRETENSIÓN DE ENTRADA	6
TEMPERATURA ELEVADA	6
CORTOCIRCUITO EN SALIDA	6
SOBRECARGA	6
INSTALACIÓN.....	6
UBICACIÓN	6
FIJACIÓN	6
DIAGRAMA DE INSTALACIÓN	7
CONEXIÓN.....	7
CONTROL REMOTO	8
MONTAJE EN PARALELO	9
INSTALACIÓN KIT DE PARALELO	9
PUESTA EN MARCHA	10
CONTROL REMOTO INVERSORES PARALELO	10
LISTADO DE BORNAS DEL KIT DE CONEXIÓN EN PARALELO	10
FUNCIONAMIENTO INDIVIDUAL.....	10
INFORMACIÓN TÉCNICA.....	11
FORMATOS	12
GRÁFICAS DE COMPORTAMIENTO.	12
FORMA DE ONDA.....	12
MANTENIMIENTO.....	13
GUÍA SOLUCIÓN DE PROBLEMAS	13
GARANTÍA	13

INTRODUCCIÓN

El inversor TAURO es un equipo diseñado para proporcionar energía en corriente alterna senoidal en sistemas fotovoltaicos autónomos. El funcionamiento del inversor consiste en transformar corriente procedente de una batería en tensión alterna senoidal a 230Vac 50Hz (estándar europeo). También están disponibles algunos modelos que generan 110Vca 60Hz (estándar americano) y 230Vac 60Hz.

La forma de onda senoidal pura del inversor TAURO, su gran potencia pico para el arranque de motores y su capacidad para funcionar correctamente con cualquier tipo de cargas (inductivas y capacitivas), permiten su utilización sin las limitaciones y problemas de acoplamiento con las cargas e interferencias que presentan los inversores no senoidales (pseudosenoidal, senoidal modificada, onda cuadrada, trapezoidal, etc.).

El TAURO es un sistema expansible, la potencia de la instalación puede ser ampliada conectando, a través de la caja de conexiones del Kit de Paralelo (ver página 9), otro inversor en paralelo para conseguir el doble de potencia.

Algunos modelos de Inversores TAURO poseen un sistema de disipación por convección natural que permite el funcionamiento en ambientes con polvo en suspensión, tales como granjas de animales, aplicaciones agrícolas, etc., en estos casos el funcionamiento con ventilación forzada puede ser problemático ya que los conductos se obstruyen con facilidad.

Los modelos con ventilación forzada están indicados para un uso prolongado, ya que el sistema de disipación de calor permite un mayor rendimiento en régimen continuo.

El inversor ha sido diseñado para responder a las aplicaciones más diversas, facilitando la solución de los sistemas en corriente alterna que permite el acceso a la gama de consumos diseñados para esta tensión de trabajo, mucho más amplia y de mejor relación calidad-precio que en las tensiones de corriente continua.

El servicio de asistencia proporcionado por ATERSA combinado con la fiabilidad del inversor es la garantía para acceder a las ventajas de los sistemas tanto domésticos como profesionales en corriente alterna.

INSTRUCCIONES DE SEGURIDAD



Antes de utilizar el inversor, leer todas las instrucciones y advertencias indicadas en (1) el inversor, (2) las baterías y (3) en todas las secciones del manual de instrucciones.



Precauciones Generales

- ✓ No exponer el inversor a la lluvia, nieve o cualquier tipo de líquido. El inversor está diseñado para ser instalado solo en interiores. En aplicaciones industriales, proteger el inversor contra salpicaduras y ambiente húmedos.
- ✓ Cuando se requiera de un servicio de reparación, remitir el inversor al servicio técnico de Fábrica. Nunca desmontar el inversor, pues en el montaje posterior existe peligro de descarga eléctrica y fuego.
- ✓ Para reducir el riesgo de descarga eléctrica, desconectar el inversor de la batería antes de realizar cualquier operación de mantenimiento o limpieza. Apagar el inversor no reduce el riesgo. Durante el funcionamiento del inversor, las tapas deben estar colocadas para reducir el riesgo de lesión en las personas.
- ✓ No es necesario ningún terminal para la conexión de las líneas de batería. Los cables de conexión deben ser de cobre, tarados para 75°C o más y de sección no inferior a 2.5 mm² para los cables AC y no inferior a 25mm² para los cables de batería.
- ✓ Extremar las precauciones para reducir el riesgo de la caída de una herramienta metálica sobre la batería. Esto puede producir un cortocircuito en la batería, apareciendo chispas que pueden provocar una explosión.



Emisión de Gases en baterías

La instalación de este equipo suele realizarse cercana a los acumuladores.

Los gases que estos emiten son explosivos cuando alcanzan una cierta concentración, por lo que es importante que el lugar disponga de ventilación adecuada y no provocar chispas ni llamas.

Por otra parte, dichos gases pueden generar corrosiones en metales (sulfatación), por lo que no deben tener acceso al lugar donde se instalan equipos electrónicos.



Caída de rayos y sobretensiones

En caso de tormentas frecuentes, existe la posibilidad de descarga eléctrica a través de las líneas.

Es conveniente la instalación de un pararrayos para reducir el riesgo de daños en los circuitos de control debidos a las altas tensiones inducidas en el entorno.

Las bornas de las conexiones de potencia, tanto de los paneles como de la salida de alterna, incorporan varistores que proporcionan una protección frente a picos de tensión provocados por descargas atmosféricas. Para disponer de una protección contra la caída directa de rayos, es necesaria además de la instalación de un pararrayos, dotar a las líneas con paso por el exterior de protecciones especiales que no están incluidas debido a su elevado coste.



Precauciones de Seguridad

- ✓ Cuando se trabaje con las baterías, alguien debe estar cerca para auxiliar en caso de accidente.
- ✓ Disponer cerca de suficiente agua fresca y jabón para lavarse en el caso de contacto del ácido de la batería con la piel, ojos o ropa.
- ✓ Usar trajes y gafas de protección. No tocarse los ojos mientras se manipulan las baterías. Lavarse las manos cuando finalicen los trabajos.
- ✓ El bicarbonato sódico neutraliza los derrames de electrolito de las baterías de Pb-Ácido. El vinagre neutraliza los derrames de electrolito de las baterías de Ni-Cd o Ni-Fe. Se recomienda tener estos componentes en la sala de baterías.
- ✓ No fumar nunca, ni generar chispas o llamas cerca de las baterías.
- ✓ Cuando se manipulen baterías, se recomienda quitarse los elementos metálicos, tales como cadenas, pulseras, relojes y anillos. Se pueden producir cortocircuitos, que pueden llegar a fundir una cadena, causando graves quemaduras.
- ✓ Si en el sistema se utilizan sistemas de arranque automáticos o remotos de generadores auxiliares, se han de desconectar estos circuitos así como los generadores, mientras se realiza un servicio de mantenimiento para prever arranques accidentales.



Conexión a Tierra

Es necesario y así lo exige el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión que el inversor se conecte a tierra. La toma de tierra debe ser única y común para todos los elementos de la instalación. La salida de AC del Tauro está totalmente aislada tanto de tierra como de batería, es decir, la salida de AC es "flotante".

APLICACIONES

Cargas Resistivas

Estas son las cargas más simples y eficientes con las que el inversor se encuentra. Tensión y corriente están en fase. Las cargas resistivas para cumplir con su función normalmente generan calor. Tostadoras, cafeteras eléctricas y lámparas incandescentes son típicas cargas resistivas. La conexión de grandes cargas resistivas, tales como estufas eléctricas y calentadores, no son recomendables pues suponen un sobredimensionado del banco de baterías.

Cargas Inductivas

Cualquier dispositivo que contenga bobinas es una carga inductiva. Las cargas más inductivas suelen ser los motores, que pueden ser difíciles de arrancar para un inversor.

Con cargas inductivas la onda generada de intensidad está retrasada con respecto a la onda generada de tensión. Las cargas inductivas, por naturaleza, requieren de más corriente para funcionar que una carga resistiva de la misma potencia.

La mayor parte de las cargas que se pueden encontrar en una instalación son de tipo inductivo, por lo que presentan un factor de potencia distinto de 1.

El factor de potencia es un concepto que está delimitado como un rango admisible de trabajo del inversor, de forma que se garantiza el correcto funcionamiento del equipo solo en el caso de que se trabaje dentro de los límites especificados. Es un parámetro de difícil medición y depende de las cargas que se conectan al inversor, por lo que normalmente el profesional no dispone de medios para poder garantizar el trabajo del equipo dentro de los límites adecuados.

La potencia que puede utilizar el usuario se mide como Potencia del inversor $\times \cos \phi$. Si el $\cos \phi$ es 1.0 (cargas resistivas) podemos aprovechar toda la potencia nominal del Inversor. En cambio si los consumos conectados nos dan un $\cos \phi$ de 0.5 (cargas inductivas) solo podremos conectar consumos de la mitad de la potencia nominal del Inversor.

Es recomendable compensar las cargas inductivas con condensadores de forma que dicho valor sea lo más próximo posible a 1. No deberían conectarse consumos al inversor con $\cos \phi$ inferiores a 0.8.



Una instalación con las cargas de tipo inductivo bien compensadas proporciona un servicio de mayor rendimiento, reduciendo pérdidas innecesarias.

Problemas con cargas

Los inversores de ATERSA pueden alimentar todo tipo de cargas. Sin embargo, hay situaciones especiales en las que el inversor no funciona eficientemente dando toda su potencia nominal.

CONSUMOS MUY PEQUEÑOS. Si la potencia consumida por un equipo es tan pequeña que el circuito de arranque automático no lo detecta, el inversor no arranca. Véase el apartado Manual / Automático.

LÁMPARAS FLUORESCENTES Y FUENTES DE ALIMENTACIÓN. Algunos dispositivos no pueden ser detectados por el sensor de carga. Algunas computadoras o equipos electrónicos tienen fuentes de alimentación que no suponen carga hasta que se genera tensión en la línea. Para alimentar estos consumos hay que usar una carga auxiliar que sea detectada por el inversor o programar el inversor en modo continuo o manual. Véase el apartado Manual / Automático.

HORNOS MICROONDAS. Los microondas necesitan alimentarse de picos de tensión de salida. Un mayor voltaje de salida supone cocinar más rápidamente. Los picos de tensión de salida dependen de la tensión de la batería y de la potencia del microondas.

SENSIBILIDAD. Si la potencia total de las cargas diseñadas decrece después de su puesta en marcha y si el resultado es inferior al ajuste del arranque automático, el inversor se parará y posteriormente arrancará, alternativamente.

ELECTRÓNICAS. Las radios AM recogen picos de ruido, especialmente en onda media. Las grabadoras / reproductoras económicas recogen los pitidos emitidos por el inversor si está muy cerca. No deben iniciarse cargas grandes mientras un ordenador este funcionando, pues el inversor podría pararse e iniciar un arranque en rampa lo que apaga y enciende el ordenador.

Dimensionado del inversor

Algunos tipos de cargas como los motores, bombas y compresores necesitan en el momento del arranque una potencia muy superior a su potencia nominal, es lo que denominamos 'Punta de Arranque', que podría llegar a hacer actuar la protección de temperatura.

En líneas generales, la potencia de dimensionado de un inversor se debe realizar en función del tipo de cargas que se desee utilizar y con previsión de lo que en un futuro podría ser necesario.

Desconfiar de la potencia en W o Kw que aparece en los motores, este dato suele ser el de la potencia mecánica del eje, cuando el dato que necesitamos es el de la potencia eléctrica consumida. Es preferible calcular la potencia eléctrica consumida a partir del dato de la intensidad en amperios, dato que suele incluirse en estas etiquetas.

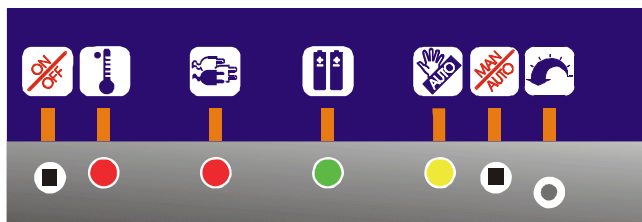


Un 20-30% de potencia adicional sobre la potencia posible total instalada es un valor recomendado para la mayoría de los casos.

FUNCIONAMIENTO

Panel de Control

Tal como se comprueba en el siguiente dibujo, la carátula frontal de control consta de dos pulsadores, un potenciómetro de ajuste de la sensibilidad y cuatro indicadores luminosos del estado que facilitan la utilización del inversor y proporcionan información del funcionamiento del sistema.



La información del MODO DE TRABAJO se visualiza en carátula y se corresponde con:

ESTADO LED	INDICACION
APAGADO	Equipo parado. A la espera de cambio de modo.
INTERMITENTE LENTO	Modo Automático. Generando pulsos de test de línea. Consumo No conectado.
INTERMITENTE RAPIDO	Modo Automático. Generando AC. Consumo conectado.
ENCENDIDO CONTINUO	Modo Manual. Generando continuamente AC.



La información de la TENSION BATERÍA se visualiza en carátula y se corresponde con:

ESTADO LED	INDICACION
APAGADO	Tensión de batería muy baja. Paro del Inversor.
INTERMITENTE	Tensión de batería baja, próxima al límite mínimo permitido.
ENCENDIDO CONTINUO	Tensión de batería óptima de trabajo.



La información de SOBRECARGA se visualiza en carátula y se corresponde con:

ESTADO LED	INDICACION
APAGADO	Potencia de consumo óptima.
INTERMITENTE	Potencia de consumo superior a ¾ de la potencia nominal. El inversor sigue en funcionamiento
ENCENDIDO CONTINUO	Exceso de potencia de consumo. Indica Paro del Inversor durante 30 segundos, momento en el que inicia un nuevo intento de arranque.



La información de la TEMPERATURA se visualiza en carátula y se corresponde con:

ESTADO LED	INDICACION
APAGADO	Temperatura óptima de trabajo.
INTERMITENTE	Temperatura próxima al límite máximo permitido.
ENCENDIDO CONTINUO	Exceso de temperatura. Indica Paro del Inversor. Al enfriarse pasará a intermitente y volverá a arrancar

Puesta en marcha y paro

La puesta en marcha y paro se gestiona con los pulsadores del panel de control:



MARCHA/PARO

MANUAL/AUTOMATICO

Cuando se realiza la primera conexión con las baterías (se conecta el magnetotérmico), el equipo genera una señal acústica (cuatro pitidos) y parpadean todos los leds tres veces quedándose el led verde de baterías encendido, esto indica que el inversor está alimentado y en estado parado (no se genera corriente alterna AC).

Al presionar el pulsador de MANUAL/AUTOMATICO del equipo, se pone en marcha (genera AC), iluminándose el indicador del Modo Trabajo, indicando MODO MANUAL. Si se presiona otra vez el pulsador de MAN/AUTO el inversor se encuentra en MODO AUTOMATICO

Cada vez que se presiona el pulsador MAN/AUTO el inversor emite un pitido audible si pasa a MODO MANUAL, y dos pitidos rápidos si pasa a MODO AUTOMÁTICO. Si estaba en manual cambiará a automático, y al revés.

Para arrancar y detener el funcionamiento del inversor se utiliza el pulsador MARCHA/PARO. Presionando alternativamente, se cambia el estado de marcha a paro y viceversa. El tiempo de espera entre pulsaciones de marcha/paro debe de ser de 5 segundos.

En el caso de inversores en paralelo, el control de MANUAL/AUTOMÁTICO se realiza en el inversor principal o maestro, estando deshabilitado el botón MAN/AUTO del segundo inversor.



El modo recomendable de funcionamiento del inversor es en modo automático para reducir al máximo el consumo en vacío del equipo.



Antes de desconectar el interruptor magnetotérmico hay que parar previamente el inversor con el pulsador "ON/OFF"

Modo Manual

Siempre está generando corriente alterna AC.

Modo Automático

El inversor TAURO dispone de la función de arranque y paro automático para reducir al máximo el consumo en vacío del equipo.

La gestión del arranque automático consiste en detectar la potencia de consumo conectada de forma automática, si no se detecta ningún consumo conectado el inversor se para automáticamente.

Una vez parado el inversor realiza pulsos de tensión en la salida de línea aproximadamente cada segundo, y si detecta la conexión de algún consumo, el inversor se pone en funcionamiento.

Cada 15 segundos (aprox.), se genera un impulso largo que genera corriente AC durante 2 segundos, lo que permite activar posibles consumos complejos que no se pueden detectar con los impulsos cortos.



La sensibilidad del arranque automático se puede regular mediante el potenciómetro externo de carátula. En el caso de inversores en paralelo, se regula en el inversor principal o maestro.

Para disminuir la sensibilidad o tarar consumos mayores, hay que girar el potenciómetro en el sentido de las agujas del reloj.

Para realizar el ajuste del Arranque Automático, previamente, hay que conectar el consumo mínimo que se desee detectar y girar el potenciómetro de Sensibilidad al mínimo en el sentido de las agujas del reloj; para posteriormente girar lentamente el potenciómetro en sentido contrario a las agujas del reloj hasta que el LED de Modo de Trabajo pase de estado intermitente lento a intermitente rápido.

La selección del modo 'MANUAL' de funcionamiento, pone inmediatamente en marcha al equipo, anulando el modo de funcionamiento automático.

Gestión automática de puntas de arranque

Cuando se realiza el arranque de una carga que solicita una punta de consumo, el inversor permite el suministro de una potencia superior a la nominal durante un período de tiempo, inversamente proporcional a la magnitud de la sobrecarga. Esto permite el arranque de la mayor parte de las cargas, no obstante, es posible encontrar cargas que se comportan de distintas formas.

El inversor puede proporcionar potencias puntuales de aproximadamente hasta un 300% de su potencia nominal, no obstante, si el pico de arranque rebasa este valor, se alcanza el valor de protección. En el caso de que se superen los límites asignados durante demasiado tiempo, el equipo se detiene durante aproximadamente 30 segundos e intenta un nuevo arranque.

Cuando una carga no consigue realizar el arranque de forma correcta puede ser debido a múltiples causas:

- ✓ Si el inversor no tiene suficiente potencia para realizar el arranque se produce una sobrecarga o incluso se alcanza la situación de cortocircuito, lo que hace que el inversor active sus protecciones y se detenga.

- ✓ Si se produce una excesiva caída de tensión de batería en el momento del arranque, el inversor no puede suministrar potencia en condiciones para realizar el arranque, en este caso lo que impide el funcionamiento es ajeno al inversor y a la carga. Puede ser debido a los cables de alimentación de batería o a la propia batería.

Arranque en rampa

En el caso de que se intente realizar un arranque y se solicite una punta de potencia que supere la condición de cortocircuito, el inversor se detiene e intenta un nuevo arranque en rampa.

El arranque en rampa permite iniciar el funcionamiento de motores sin que sea necesaria una punta de arranque. Esta función hace posible el arranque de motores para los que sería necesario utilizar inversores de una potencia nominal muy superior.



ADVERTENCIA. LA CONEXIÓN DE UN GENERADOR AC DIRECTAMENTE EN LA SALIDA AC DEL INVERSOR CAUSA UNA AVERIA EN EL EQUIPO.

CIRCUITOS DE PROTECCIÓN

El inversor restablece automáticamente su funcionamiento después de las siguientes condiciones de protección: baja tensión de batería, cortocircuito en la salida, sobrecarga y sobretemperatura.

Baja tensión de entrada

Una tensión de entrada excesivamente baja incrementa los valores de intensidad para la misma potencia y delata una situación de excesiva descarga del acumulador, si se detecta una tensión de entrada inferior al rango asignado, se activa la protección que provoca la interrupción en el funcionamiento del inversor.

Esta situación se puede producir por varias causas, entre las que citamos las siguientes:

- ✓ El estado de carga de la batería es excesivamente bajo.
- ✓ Los conductores de la entrada DC del inversor son excesivamente largos o de sección insuficiente.
- ✓ Algún elemento de conexión de la línea de entrada DC del inversor no está bien apretado o hace mal contacto. En estos casos, revisar las bornas de entrada DC al inversor, bornas de batería o puentes entre elementos de las baterías

El rearme de esta protección se realiza de forma automática al recuperar el valor de la tensión nominal más un 2%.

El valor asignado a la protección de baja tensión es variable dependiendo de la carga conectada. Para valores bajos de consumo el valor es más elevado que para cargas de potencia superior, de esta forma se compensa el descenso de tensión que se provoca en la batería cuando se le solicitan intensidades de consumo elevadas.

Sobretensión de entrada

Una elevada tensión de entrada puede llegar a causar daños en el inversor. Esta situación se puede producir por varias causas, entre las que citamos las siguientes:

- ✓ El sistema de regulación de carga de la instalación fotovoltaica no funciona y la batería está sobrecargada.
- ✓ Se ha desconectado la batería y se recibe tensión de panel directamente en bornas del inversor.
- ✓ Se está cargando la batería con generadores que no disponen de sistema de regulación de carga.

Cualquiera de las situaciones anteriores debe ser evitada ya que podrían causar daños a cargas conectadas en la instalación y ocasionalmente al inversor.

Temperatura elevada

El inversor dispone de un sistema de refrigeración que le permite disipar el calor hasta un nivel de potencia determinado.

La gestión de las protecciones mantiene un seguimiento de la temperatura interna de los elementos disipadores de calor, en el caso de producirse una punta de arranque o por la obstrucción de los conductos de ventilación, se rebasen los límites de temperatura, la protección limitará automáticamente el funcionamiento del inversor.

Una vez sobrepasado, el inversor se detiene y permanece parado hasta que se restablezca la temperatura a un nivel aceptable, y volverá a arrancar.

Cortocircuito en salida

La respuesta frente al cortocircuito es inmediata y provoca la interrupción en el funcionamiento del inversor, iluminando el correspondiente indicador de Sobrecarga en la carátula.

El rearme se intenta de forma automática a intervalos regulares de aproximadamente 30 segundos. El inversor puede permanecer en este estado durante largos periodos de tiempo sin que ello provoque daños en sus dispositivos, aunque no es aconsejable.

Sobrecarga

La respuesta frente a situaciones de sobrecarga es lenta, ya que depende del incremento de temperatura interna, esta situación puede llegar a provocar la interrupción en el funcionamiento del inversor.

Cuando la potencia suministrada supera $\frac{3}{4}$ de la potencia nominal, el indicador de Sobrecarga se ilumina intermitentemente, indicando que la potencia de funcionamiento se acerca a su capacidad máxima.

Si la carga conectada es superior a la potencia nominal y el inversor consigue realizar el arranque, entrará en sobrecarga pero mantendrá su funcionamiento durante un tiempo hasta que la protección de sobretemperatura pare el inversor.

El rearme se intenta de forma automática a intervalos regulares una vez la temperatura se ha situado en un valor de trabajo aceptable.

El inversor dispone de un interruptor magnetotérmico en la línea de entrada procedente de la batería, cuya función es la desconexión total del inversor y la protección contra sobrecargas de la línea.

INSTALACIÓN

Ubicación

Los inversores son equipos electrónicos sofisticados y deben ser tratados en consecuencia. En la selección del lugar adecuado para la instalación del inversor, NO se debe pensar en los mismos términos que para otros equipos tales como baterías, generadores diesel, motores, etc. Es un equipo formado por complejos microprocesadores de control, circuitos integrados, osciladores de cristal, transistores mosfets, etc.

LA INSTALACION DEL INVERSOR DEBE REALIZARSE EN LUGARES SECOS Y PROTEGIDOS DE FUENTES DE CALOR Y HUMEDAD. EXPONER EL INVERSOR A GOTERAS O PROYECCIONES DE AGUA ES PARTICULARMENTE DESTRUCTIVO Y POTENCIALMENTE PELIGROSO.



La instalación del equipo debe realizarse próxima a los acumuladores para reducir al máximo las longitudes de los cables, pero nunca en la misma habitación que las baterías. Los gases que emiten las baterías son explosivos y muy corrosivos para los equipos electrónicos cuando alcanzan una cierta concentración, por lo que es importante que el lugar disponga de una ventilación adecuada.

No colocar el inversor en contenedores cerrados. No obstruir la entrada o la salida del aire colocando objetos sobre o bajo el inversor. Al no circular el aire se reduce su capacidad de refrigeración y por lo tanto su potencia máxima disminuirá con el tiempo, interrumpiendo su funcionamiento a un nivel de potencia inferior al nominal.

Las condiciones del entorno del inversor van a ser decisivas a largo plazo, manteniendo todos sus componentes en un estado óptimo de funcionamiento.

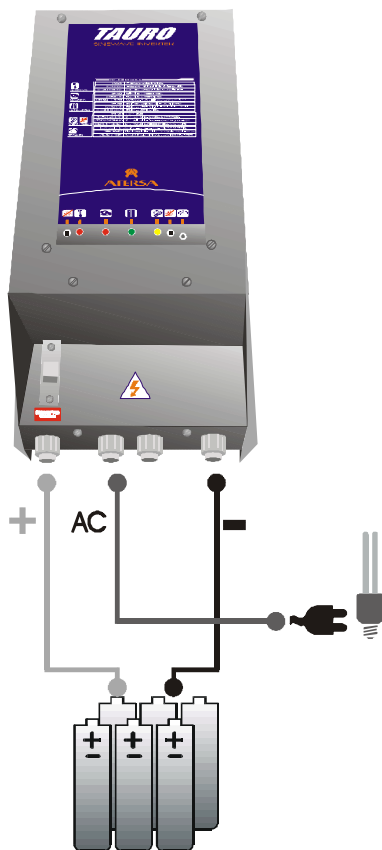
Fijación

Para realizar la instalación y facilitar el trabajo del instalador, colocar el inversor en posición vertical, fijado a la pared.

Los cables eléctricos de conexión deben estar fijados a la pared y no "colgados" del inversor.

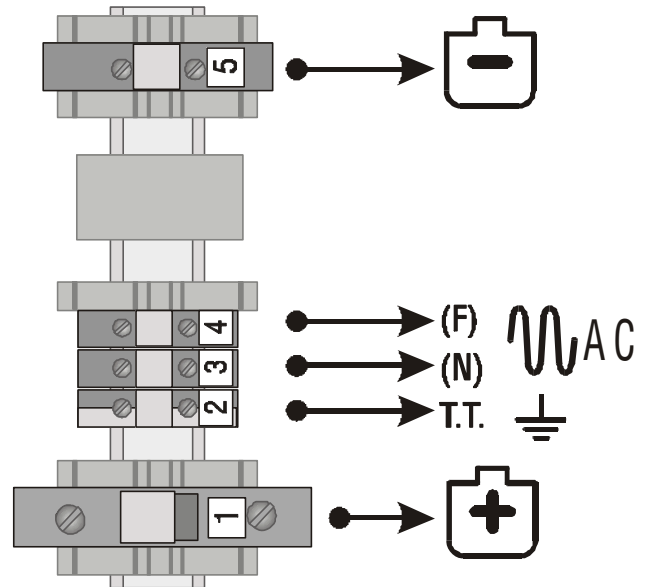
Existen dos formatos físicos que dependen del modelo del inversor. La posición de los taladros de fijación se corresponde con los vértices de un rectángulo de 240x230 mm en posición vertical en los modelos sin ventilación. Para los modelos con ventilación (de mayores dimensiones), los taladros deben situarse en un rectángulo de 478x308 mm en posición vertical

Diagrama de instalación



- ✓ Señalizar los cables de batería con cinta o termorretráctil de colores. Encintar juntos los cables de batería. Esto reduce la inductancia en los cables, resultando una mejor forma de onda y una menor intensidad en los filtros del inversor.
- ✓ Es importante evitar cualquier contacto con las zonas internas que podrían provocar averías.

Retirar la tapa de bornas del inversor quitando los tornillos frontales de fijación que incorpora, de esta forma se accede al interior quedando al descubierto el regletero de bornas que aparece en la figura inferior.



Conexión



La instalación del inversor debe realizarse por personal técnico cualificado. Consultar las normas que regulan la utilización de corrientes en baja tensión en cuanto a requerimientos de conectores, dimensión de cables y canalizaciones.



ADVERTENCIAS

- ✓ **EL INVERSOR NO ESTÁ PROTEGIDO CONTRA INVERSIONES DE POLARIDAD.** Si el terminal positivo de la batería es conectado al terminal negativo del inversor y viceversa, se pueden provocar averías y dejar fuera de servicio el equipo. Este fallo es fácilmente detectable y no está cubierto por la garantía.
- ✓ El inversor permite picos de corriente elevados. Si los cables de las baterías son demasiado pequeños y/o las conexiones están sueltas o poco apretadas, se pierde eficiencia y potencia máxima de salida.



RECOMENDACIONES

- ✓ **PREPARAR CABLES DE BATERÍA CON LA SECCIÓN LO MÁS GRANDE Y LO MÁS CORTOS POSIBLES.** Se recomienda para una longitud de 2 metros una sección mínima de 25mm². Para distancias superiores la sección debe incrementarse.

El proceso de instalación se realizará siguiendo los pasos siguientes:

1. Conectar los cables AC, neutro(3) y fase(4), a las bornas de Salida a Red.
2. Comprobar la tensión del banco de baterías y conectar los cables DC, positivo(1) y negativo(5) de batería, a las bornas de Entrada de Batería. El magnetotérmico de entrada de batería debe permanecer desconectado.
3. Conectar el cable de Toma Tierra (2).
4. Activar el interruptor magnetotérmico de Entrada de Batería.
5. Pulsar el botón Manual/Automático. El inversor inicia el funcionamiento en modo Manual.
6. Si es necesario, ajustar la sensibilidad del arranque automático para la detección de un determinado consumo.

Una vez alcanzado este punto, se ha completado la puesta en marcha de forma satisfactoria.

En el caso de que no se verifiquen los pasos, anotar las reacciones del equipo en cada momento con el fin de realizar una primera consulta telefónica con nuestro servicio de asistencia técnica en fábrica.

Control Remoto

Si se desea controlar la puesta en marcha y paro del inversor a distancia, el inversor dispone de unas bornas de conexión para ello.

Al conectar entre sí estas dos bornas, el inversor se parará y permanecerá en estado de reposo hasta que se desconecten estas bornas, que activará su funcionamiento.

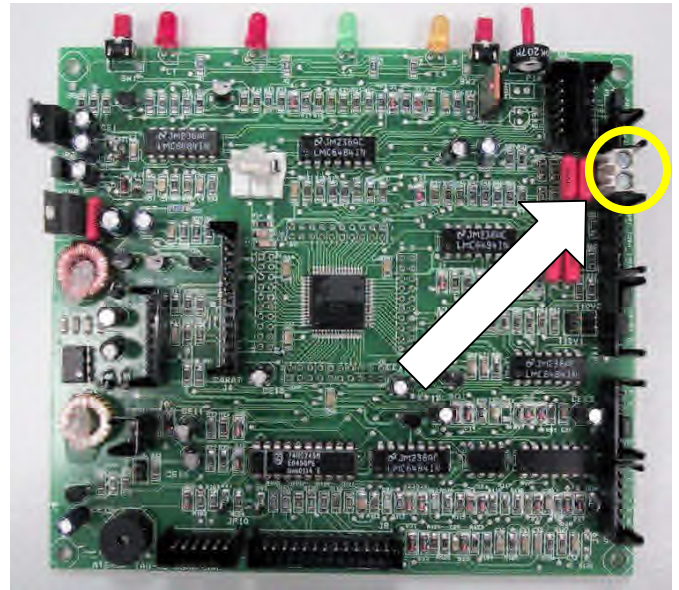
Las bornas de conexión del Control Remoto se encuentran en el circuito de control del inversor. Para hacer uso de esta función, siga los siguientes pasos:

- 1.- Desconecte el inversor por completo para prevenir accidentes o cortocircuitos.
- 2.- Retire la tornillería exterior para destapar el inversor y acceder a su interior. En los modelos sin ventilación forzada, sólo será necesario retirar la tapa de los magnetos.



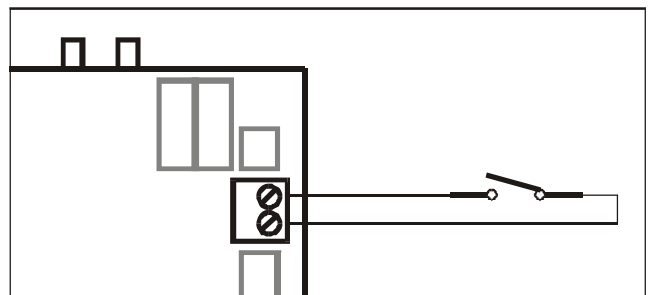
- 3.- Localice el circuito de control que contiene los indicadores luminosos y pulsadores frontales.

- 4.- Las bornas de conexión del Control Remoto se encuentran en el borde derecho del circuito, próximas al borde superior (ver fotografía). El circuito lleva la inscripción "REMOT" junto a las bornas.



- 5.- Con un destornillador plano, manipular estas bornas para realizar las conexiones con dos cables (de 0,5 ó 1mm de sección) y la longitud que sea necesaria.

- 6.- Estos dos cables se pueden conectar a un interruptor o a un relé libre de potencial. Mientras el interruptor esté abierto, el inversor estará en funcionamiento y cuando esté cerrado el inversor estará en reposo.



ADVERTENCIAS

- ✓ **EL CABLEADO DE CONTROL REMOTO DEBE ESTAR COMPLETAMENTE AISLADO Y EN UN CIRCUITO CERRADO.** Debe evitar que los cables se conecten a tierra o a cualquier potencial, ya que puede provocar la avería del inversor.
- ✓ Es recomendable que los cables de control remoto no tengan más de 3 ó 4 metros, y no discurren cerca de otros cables o aparatos electrónicos, ya que pueden causar interferencias que provoquen un mal funcionamiento del inversor.

MONTAJE EN PARALELO

Cuando dos inversores TAURO BC se encuentran montados en paralelo, se establece un inversor principal (llamado MAESTRO), que controla al inversor secundario (llamado ESCLAVO). El inversor MAESTRO activa al ESCLAVO en función de la potencia de consumo requerida.

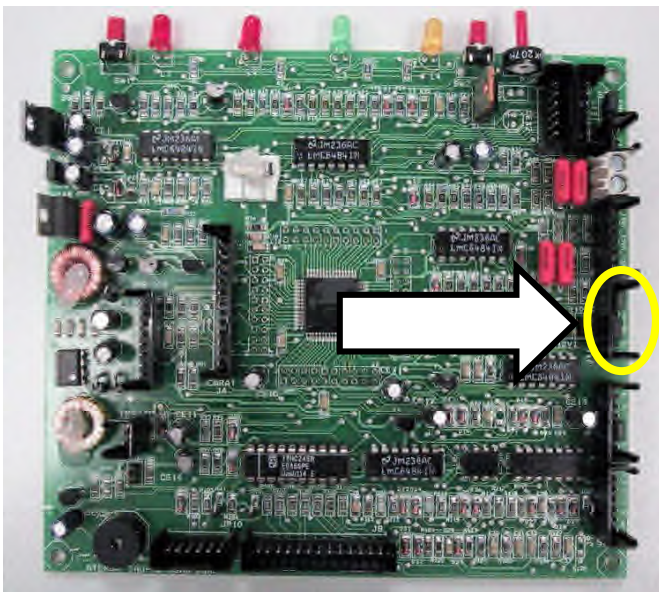
En el conexionado en paralelo de los inversores, se utiliza el Kit de Conexión en Paralelo de TAURO BC, donde se centralizan todos los cableados de potencia y comunicaciones entre los inversores.



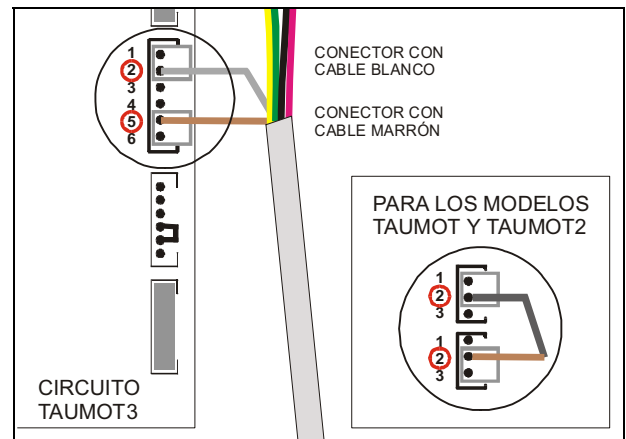
Instalación Kit de Paralelo

No realizar estas conexiones si se trata de un paralelo montado de fábrica, pues ya estarán realizadas.

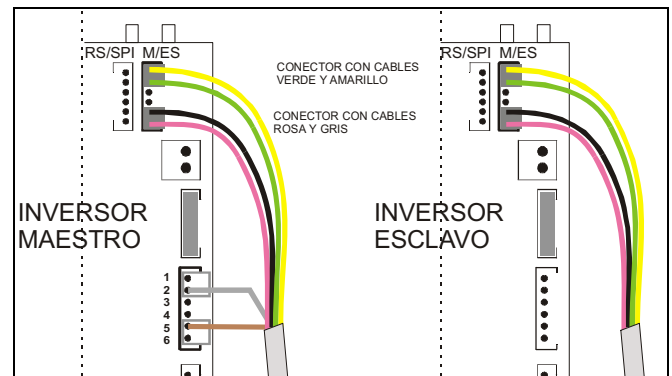
1. Apague y desconecte los inversores. Retire la tornillería como se indica en el apartado de Control Remoto.
2. Elija un inversor como MAESTRO e identifíquelo.
3. Localice en el circuito de control del MAESTRO, el zócalo JX1 indicado en la fotografía. En algunos modelos hay dos zócalos de 3 pines (J5 y J6) en lugar de uno de 6 pines (JX1). Retire los dos minipuentes con ayuda de unas pinzas.



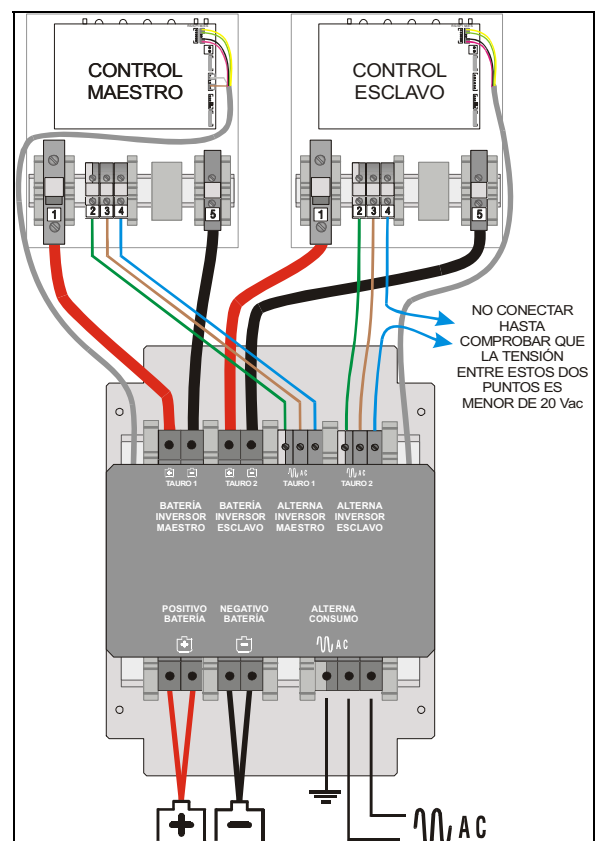
4. De la caja de conexión de paralelos el cable de comunicación para el Inversor MAESTRO, tiene 4 conectores pequeños.
5. Pasar los conectores uno a uno a través de uno de los pasamuros del inversor (preferiblemente el segundo por la derecha)
6. Los dos conectores con un solo cable (uno blanco y otro marrón) se conectan al circuito de control del Inversor MAESTRO, en el zócalo JX1 (o en J5 y J6 en algunos modelos), exactamente como indica el siguiente esquema, teniendo en cuenta que los cables deben quedar conectados en los pines 2 y 5.



7. Los otros dos conectores del cable de comunicación del Inversor MAESTRO, y del cable de comunicación del ESCLAVO, se conectan al zócalo marcado como "M/ES" (esquina superior derecha), exactamente como indica el gráfico:



8. Conectar con cables las conexiones de batería de los inversores, a las bornas de batería de la caja de conexión de paralelos (ver esquema).



9. Conectar las tomas de tierra y la fase de los inversores, a las bornas correspondientes de toma de tierra y fase de la caja de conexión de paralelos (ver esquema anterior).
10. Conectar SÓLO la fase del Inversor MAESTRO a la borna de la caja de conexión de paralelos (ver esquema anterior).
11. **ATENCIÓN:** NO CONECTAR EL CABLE DE NEUTRO DE ALTERNA DEL INVERSOR ESCLAVO. Previamente hay que realizar una serie de comprobaciones.
12. Conectar el negativo de batería a las bornas de negativo de la caja de conexión de paralelos.
13. A continuación conectar el positivo de batería.
14. Activar magnetotérmicos. Si los inversores no arrancan, pulsar el botón de arranque (ON) en el inversor MAESTRO, para activar el conjunto.
15. Compruebe que los dos inversores están encendidos y en marcha.
16. Utilizar un multímetro en tensión alterna, y medir la tensión que existe entre cada fase del inversor:
 - Si la tensión entre las fases es MENOR de 20 voltios, la polaridad es correcta y se debe conectar a las borna de fase de la caja de conexión de paralelos.
 - Si la tensión es mayor, hay que invertir los cables de alterna del inversor ESCLAVO, para corregir la polaridad.
17. Compruebe que las conexiones estén bien realizadas y apretadas.
18. Cierre los inversores y la caja de conexión



Puesta en marcha

Antes de poner en marcha los inversores hay que asegurarse de que TODOS los cables están bien conectados, y seguir paso a paso las instrucciones siguientes.

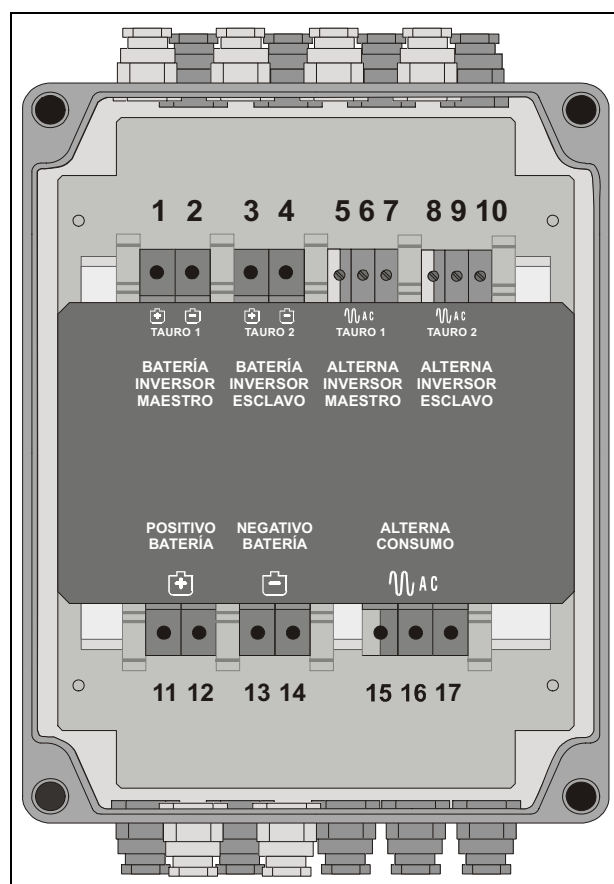
1. Conectar los magnetotérmicos y pulsar botón de ON (en los dos inversores). Deberán parpadear todos los indicadores luminosos y se escucharán 4 tonos. Los dos inversores se quedaran en estado de espera.
2. Pulsar el botón de MANUAL/AUTO solamente en un inversor. Esto lo convertirá en el inversor MAESTRO.
3. El otro inversor emitirá dos tonos para indicar que ahora es el ESCLAVO (quedando su pulsador de MANUAL/AUTOMÁTICO inutilizado).
4. En este punto, el inversor está en marcha generado AC sin interrupción, es decir, está en marcha con el modo de funcionamiento 'Manual'.

Control Remoto Inversores Paralelo

Para utilizar la función de Control Remoto en Inversores montados en Paralelo, sólo se debe utilizar las bornas de Control Remoto del Inversor MAESTRO.

Listado de Bornas del Kit de Conexión en Paralelo

BORNA Nº	DESCRIPCIÓN
1	MAESTRO – Positivo de Batería
2	MAESTRO – Negativo de Batería
3	ESCLAVO – Positivo de Batería
4	ESCLAVO – Negativo de Batería
5	MAESTRO – Toma de Tierra
6	MAESTRO – Fase
7	MAESTRO – Neutro
8	ESCLAVO – Toma de Tierra
9	ESCLAVO – Fase (o Neutro)
10	ESCLAVO – Neutro (o Fase)
11-12	POSITIVO DE BATERÍA
13-14	NEGATIVO DE BATERÍA
15	TOMA DE TIERRA
16	FASE
17	NEUTRO



Funcionamiento Individual

En el caso de que se produzca una avería, es posible disponer de servicio retirando el módulo averiado.

Apagar y desconectar totalmente los inversores, retirar los cables que conectan el equipo averiado con el otro inversor y dejar sus puntas aisladas. Realizar la conexión como si se tratase de un solo inversor.



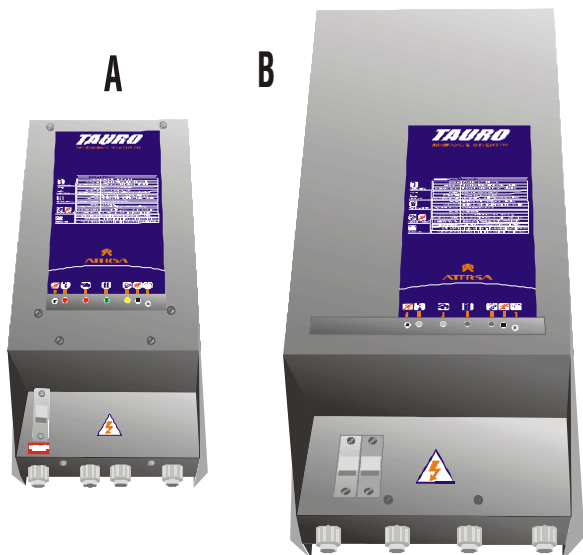
INFORMACIÓN TÉCNICA

MODELO	712	1512	824	1524	1524/V	2024/V	3024/V	848	1548	2548	2548/V	5048/V	4120/V
Especificaciones Eléctricas													
Potencia Nominal a 20°C	700 VA	1500 VA	800 VA	1500 VA	1500 VA	2000 VA	3000 VA	800 VA	1500 VA	2500 VA	2500 VA	5000 VA	4000 VA
Tensión Nominal de Entrada	12 Vdc			24 Vdc						48 Vdc			120 Vdc
Rango Tensión de Entrada (Vdc)	10-16			20-32						40-64			100-160
Desconexión Automática Baja Tensión (Vdc)	10.8-11.6			21.9-23.2						43.8-46.4			108-116
Potencia Pico de Arranque							+300%						
Intensidad máxima de Pico de Arranque en DC	160 A	150 A	150 A	180 A	300 A	350 A	150 A	150 A	180 A	350 A	350 A	90 A	
Forma de Onda	Senoidal Pura												
Tensión Nominal de Salida	230 Vac o 110 Vac (según modelo)												
Rango Tensión de salida	± 7 %												
Frecuencia Nominal de Salida	50 Hz o 60Hz (según modelo)												
Rango Frecuencia de salida	± 0,1 Hz												
Distorsión Armónica Media	< 4 %												
Rendimiento Máximo	93 %												
Potencia en Régimen Constante	450 VA	1400 VA	500 VA	900 VA	1350 VA	1800 VA	2800 VA	600 VA	900 VA	1100 VA	2300 VA	4200 VA	3800 VA
Opción de tensión de salida 110V y 60Hz	Sí	Sí	Sí	Sí	No	Sí		Sí		Sí		Sí	Sí
Sensibilidad para Arranque Automático	9 W												
Consumo aprox. en Vacío a tensión nominal generando AC.	0.70 A	0.80 A	0.35 A	0.39 A	0.65 A	0.85 A	0.15 A	0.25 A	0.30 A		0.86 A	0.30 A	
Consumo Medio en automático	70 mA		48 mA		60 mA	70 mA	32 mA	38 mA		90 mA	38 mA	25 mA	
Consumo Mínimo en automático	47 mA		33 mA		33 mA		25 mA			25 mA	25 mA	25 mA	
Sistema de Aislamiento	Transformador toroidal según norma VDE-0550												
Especificaciones Físicas													
Fomato (ver página siguiente)	A	B	A	B	A	B		A		B			
Sistema de Refrigeración (por convección)	Natural	Forzada	Natural	Forzada	Forzada	Forzada		Natural		Forzada			
Rango de Temperatura de Trabajo	-5 / +40 °C												
Humedad Relativa Máxima (sin condensación)	< 95%												
Dimensiones aprox. (en mm.)	425x250x195	678x330x233	425x250x195	678x330x233	678x330x233	425x250x195	425x250x195	14 Kg	17 Kg	19 Kg	34 Kg	32 Kg	
Peso (aprox.)	14 Kg	30 Kg	14 Kg	17 Kg	34 Kg	34 Kg	34 Kg	14 Kg	17 Kg	19 Kg	34 Kg	32 Kg	
Indice de protección	IP20												
Material envolvente	Chapa de Aluminio pintada con resina EPOXI en caliente												
Tornillería	Acero Inox												

Características a tensión nominal a 20°C de temperatura ambiente y a nivel del mar. Estos datos pueden estar sujetos a modificaciones sin previo aviso.

FORMATOS

Existen dos formatos físicos de presentación de los equipos, dependiendo si tienen sistema de refrigeración por convección natural (formato A) o si posee un sistema de ventilación forzada (formato B).



GRÁFICAS DE COMPORTAMIENTO.

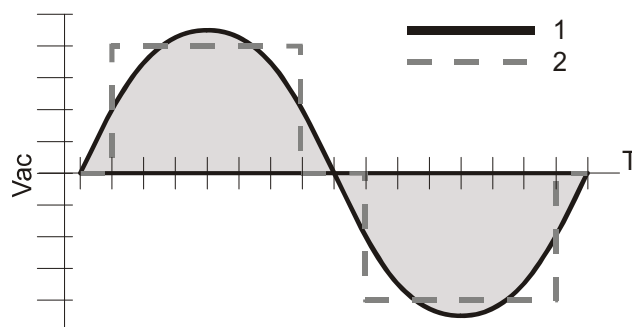
(a tensión nominal, a 20°C de temperatura ambiente y a nivel del mar)

Las curvas de rendimiento de todos los equipos son similares a las curvas siguientes, mientras que las curvas de potencia de salida son proporcionales.

Las curvas de potencia de salida de los modelos con ventilación forzada tienen mayor potencia en régimen continuo (ver tabla de características), en condiciones estándar (a tensión nominal, a 20°C de temperatura ambiente y a nivel del mar).

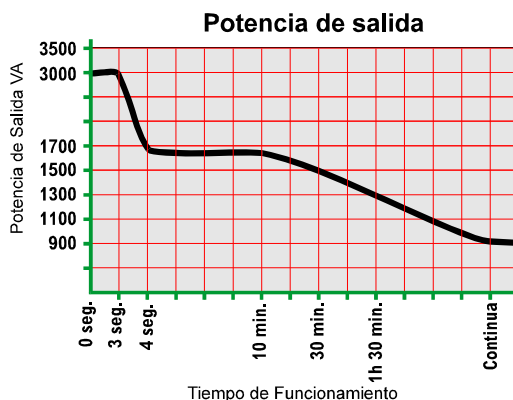
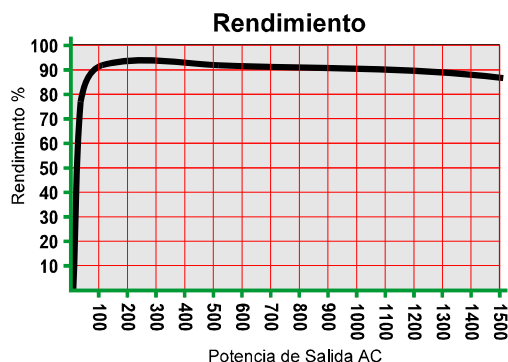
FORMA DE ONDA

La forma de onda senoidal pura del inversor TAURO, su gran potencia pico para el arranque de motores y su capacidad para funcionar correctamente con cualquier tipo de cargas (inductivas y capacitivas), permiten su utilización sin las limitaciones y problemas de acoplamiento con las cargas e interferencias que presentan los inversores no senoidales: senoidal modificada, pseudosenoidal, cuadrada, trapezoidal, etc.

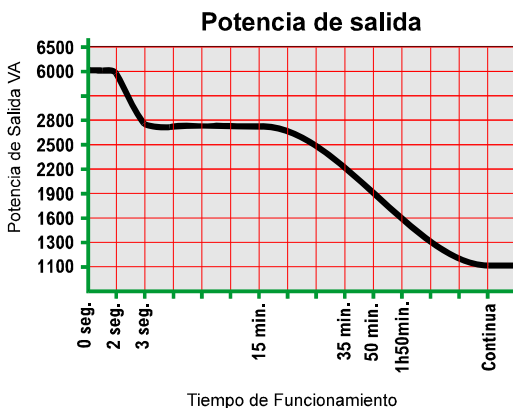
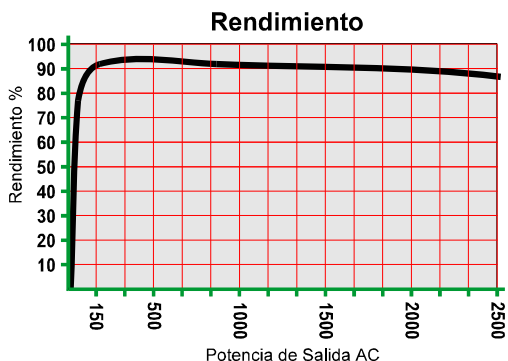


En el gráfico se puede observar la forma de onda correspondiente a un inversor senoidal (forma de onda n°1) comparada con otras formas de onda habituales en inversores y que reciben nombres que pueden prestarse a interpretaciones erróneas (forma de onda n°2).

TAURO BC 1524



TAURO BC 2548



MANTENIMIENTO

El inversor TAURO es un equipo electrónico que no incluye partes que sufran desgaste con el tiempo, el mantenimiento del equipo se reduce a revisiones periódicas que verifiquen las condiciones de trabajo.

La revisión periódica de la instalación debe revisar el estado de las conexiones y el apriete de las bornas, así como la acumulación de polvo y suciedad.

La revisión del equipo se debe hacer extensiva a la revisión de la instalación completa. En cualquier caso, esta revisión debe ser realizada por profesionales.

Comprobar que no hay objetos en la parte superior que impidan la correcta ventilación.

GUÍA SOLUCIÓN DE PROBLEMAS

SINTOMA	PROBLEMA	SOLUCION
No genera potencia de salida y no da ninguna indicación luminosa.	Tensión de batería en bornas del inversor es demasiado baja.	Revisar la tensión de la batería, interruptores magnetotérmicos o conexiones de los cables.
No genera potencia de salida y el indicador luminoso de modo trabajo está parpadeando.	Carga demasiado pequeña para ser detectada por el circuito de arranque automático.	Aumentar la sensibilidad hasta detectar la pequeña carga conectada.
El inversor no puede suministrar potencia en condiciones para realizar el arranque.	Se produce una excesiva caída de tensión de batería en el momento del arranque.	Revisar cables de alimentación de batería o la propia batería.
	El inversor se detiene al cabo de algunos segundos. Activando sus protecciones. Sobrecarga.	Disminuir la carga para que la potencia pico de arranque sea inferior al 300% de la pot. nominal.
Indicación prematura de baja tensión de entrada.	Cables de entrada DC del inversor son excesivamente largos o de sección insuficiente.	Cables lo mas corto posibles y con la sección más grande posible.
	Elementos de conexión de la línea de entrada DC no está bien apretado o hace mal contacto.	Revisar el contacto y apriete de bornas, terminales, puentes, etc.
Sobretensión de entrada.	Sistema de regulación de la carga averiado.	Desconexión del sistema de regulación para su reparación.
	Se recibe tensión de panel directamente en bornas del inversor.	Conexión de la batería a la instalación.
	Carga auxiliar de la batería mediante generadores que no disponen de sistema de regulación de carga.	No utilizar cargadores de batería sin sistema de regulación de la carga.

GARANTÍA

El equipo dispone de DOS AÑOS de garantía contra todo defecto de fabricación, incluyendo en este concepto las piezas y la mano de obra correspondiente.

La garantía no será aplicable en los siguientes casos:

- ✓ Daños causados por la utilización incorrecta del equipo.
- ✓ Utilización constante de cargas con potencias superiores a la máxima nominal.
- ✓ Utilización en condiciones ambientales no adecuadas (ver apartado Ubicación).
- ✓ Equipos que presenten golpes, desmontados o se hayan reparado en un servicio técnico no autorizado.
- ✓ Descargas atmosféricas, accidentes, agua, fuego y otras circunstancias que están fuera del control del fabricante.

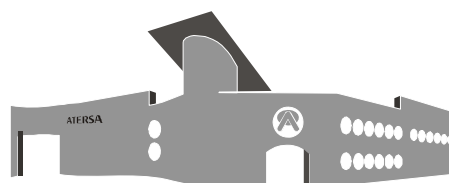
La garantía no incluye los costes derivados de las revisiones periódicas, mantenimiento y transportes, tanto de personal como del inversor.

El fabricante no se responsabiliza de los daños a personas o costes que se puedan derivar de la utilización incorrecta de este producto.

Para obtener el servicio de garantía se deberá dirigir al vendedor, y en el caso de que no sea posible su localización, directamente a fábrica.

i Dado que ATERSA está continuamente mejorando sus productos, la información contenida en esta publicación está sujeta a cambios sin previo aviso.

DISTRIBUIDOR



APLICACIONES TECNICAS DE LA ENERGIA

(www.atersa.com)

MADRID 28045
C/ Embajadores, 187-3º
tel. +34 915 178 580
tel. 915 178 452
fax. 914 747 467

Fábrica:
ALMUSAFES (VALENCIA) 46440
P.I. Juan Carlos I
Avda. De la Foia, 14
tel. +34 902 545 111
fax. +34 902 503 355
E-mail: atersa@atersa.com

CÓRDOBA 14007
C/ Escritor Rafael Pavón 3
tel. 957 263 585
fax. 957 265 308

Classic EnerSol T

Powerful and universal, suitable for every application

Classic EnerSol T batteries are universal, low maintenance energy supplies for medium industrial solar systems. These lead acid batteries with liquid electrolyte are renowned for being safe and reliable due to their high performance. Typical applications are small solar and wind power systems, holiday and weekend houses.

Your benefits:

- > **Positive tubular plates** – extremely robust design and enhanced cycling performance
- > **Low maintenance** – saving costs
- > **Completely recyclable** – low CO₂ footprint



Specifications:

- > Nominal capacity (C₁₂₀ at 25 °C): 376 - 1282 Ah
- > Containers made from translucent plastics for easy topping up
- > Screw connectors for a better contact and reliability
- > Also available in dry-charged version with separate electrolyte



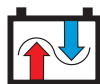
Nominal capacity
376 – 1282 Ah



Single cell



Tubular plate



up to 1500
cycles
acc. to IEC
60896-11
(60 % DoD)



Recyclable



Low
maintenance

Classic EnerSol T

Technical data, Drawings

Technical characteristics and data

Type	Part number	Nom. voltage V	Nominal capacity C_{120} 1.85 Vpc 25 °C Ah	Length (l) max. mm	Width (b/w) max. mm	Height* (h) max. mm	Installed length (L) max. mm	Weight incl. acid approx. kg	Weight acid** approx. kg	Internal resistance mOhm	Short circuit current A	Terminal	Pole pairs
EnerSol T 370	NVTS020370WC0FA	2	376	83.0	199	445	93.0	17.3	5.10	0.70	2900	F-M10	1
EnerSol T 460	NVTS020460WC0FA	2	452	101	199	445	111	21.0	6.30	0.56	3625	F-M10	1
EnerSol T 550	NVTS020550WC0FA	2	542	119	199	445	129	24.7	7.50	0.46	4350	F-M10	1
EnerSol T 650	NVTS020650WC0FA	2	668	119	199	508	129	29.5	8.60	0.45	4500	F-M10	1
EnerSol T 760	NVTS020760WC0FA	2	779	137	199	508	147	31.0	10.0	0.38	5250	F-M10	1
EnerSol T 880	NVTS020880WC0FA	2	897	137	199	556	147	38.0	11.0	0.43	4660	F-M10	1
EnerSol T 1000	NVTS021000WC0FA	2	1025	155	199	556	165	43.1	12.6	0.38	5325	F-M10	1
EnerSol T 1130	NVTS021130WC0FA	2	1154	173	199	556	183	47.7	14.1	0.34	5991	F-M10	1
EnerSol T 1250	NVTS021250WC0FA	2	1282	191	199	556	201	52.8	15.6	0.30	6657	F-M10	1

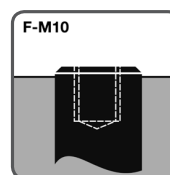
* The above mentioned height can differ depending on the used vent(s).

** Acid density $d_N = 1.26 \text{ kg/l}$

Type	C_6 1.75 V/C	C_{10} 1.80 V/C	C_{12} 1.80 V/C	C_{24} 1.80 V/C	C_{48} 1.80 V/C	C_{72} 1.80 V/C	C_{100} 1.85 V/C	C_{120} 1.85 V/C	C_{240} 1.85 V/C
EnerSol T 370	260	280	294	333	361	368	369	376	383
EnerSol T 460	327	350	367	416	437	460	444	452	478
EnerSol T 550	393	425	441	499	524	553	533	542	574
EnerSol T 650	492	527	552	625	656	668	647	668	719
EnerSol T 760	574	615	645	729	766	780	755	779	839
EnerSol T 880	654	714	742	840	854	953	869	897	966
EnerSol T 1000	755	809	848	960	1008	1089	993	1025	1104
EnerSol T 1130	850	910	954	1080	1134	1225	1117	1154	1242
EnerSol T 1250	944	1011	1060	1200	1260	1361	1241	1282	1380

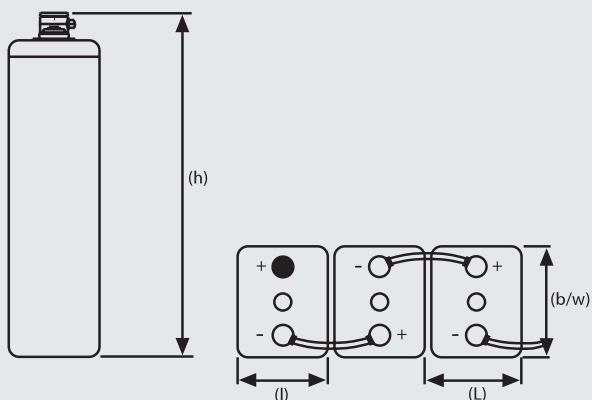
The capacities are given in Ah at 25 °C after 5 cycles.

Terminal and torque



25 Nm

Drawings with terminal position



Not to scale!



FLEXmax™

Controlador de carga con seguidor continuo de punto de máxima potencia.

- Incrementa la producción de su matriz FV un 30%
- Algoritmo avanzado de seguimiento del punto de máxima potencia en tiempo real
- 80 Amps de salida hasta 40°C
- Voltajes de batería de 12 a 60 VCC
- Detección automática de voltaje de batería
- Programable a través de la red de datos OutBack
- Salida auxiliar programable
- 128 días de registro de datos
- Compatible con sistemas de tierra positivo o negativo



El controlador FLEXmax 80 es la última innovación de OutBack Power Systems en reguladores de carga con seguimiento de punto de máxima potencia (MPPT). El nuevo algoritmo del FLEXmax 80 es a la vez continuo y activo, incrementando la producción energética hasta un 30%. Con un sistema de ventilación mejorado, el FLEXmax 80 mantiene su salida de 80 Amps hasta una temperatura ambiente de 40°C.

Incluye idiomas de programación español e inglés seleccionables en el mismo equipo.

El FLEXmax 80 incorpora todas las ventajas del revolucionario MX60 diseñado por OutBack Power Systems: como el amplio rango de voltajes de batería y capacidad de trabajar con alto voltaje de módulos FV cargando una batería de voltaje reducido. La pantalla retroiluminada y botonera integradas permiten acceso a la información. La comunicación en red con el resto de equipos OutBack Power Systems permite su programación remota a través del controlador programador MATE.

El nuevo FLEXmax 80 es la mejor elección cuando busque un regulador de carga de altas prestaciones, eficiente y adaptable para su sistema de energía solar fotovoltaica.

OutBack
Power Systems™
www.outbackpower.com

Especificaciones FLEXmax

FLEXmax[®] 80 - FM80-150VDC

FLEXmax[®] 60 - FM60-150VDC

Voltajes de batería nominal	12, 24, 36, 48 o 60 VCC (en el mismo equipo - a seleccionar al poner en marcha el equipo)	12, 24, 36, 48 o 60 VCC (en el mismo equipo - a seleccionar al poner en marcha el equipo)
Corriente máxima de salida	80 amperios @ 40°C/104°F con límite de corriente ajustable	60 amperios @ 40°C/104°F con límite de corriente ajustable
Potencia máxima matriz FV	12VCC systems 1250W / 24 VCC systems 2500W / 48 VCC systems 5000W / 60 VCC systems 7500W	12VCC systems 900W / 24 VCC systems 1800W / 48 VCC systems 3600W / 60 VCC systems 4500W
Voltaje circuito abierto matriz FV	150VCC valor máximo en condiciones de baja temperatura / 145VCC para arranque y condiciones máximas de operación	150VCC valor máximo en condiciones de baja temperatura / 145VCC para arranque y condiciones máximas de operación
Consumo en espera	Menor a 1W	Menor a 1W
Eficiencia de conversión de potencia	97,5% @ 80 Amps en sistema de 48 VCC típica	98,1% @ 60 Amps en sistema de 48 VCC típica
Regulación de carga	Cinco estados: carga máxima (bulk), absorción, flotación, silenciosa e igualización	Cinco estados: carga máxima (bulk), absorción, flotación, silenciosa e igualización
Puntos de ajuste de regulación de voltaje	De 10 a 60 VCC, ajustable por el usuario con protección mediante contraseña	De 10 a 60 VCC, ajustable por el usuario con protección mediante contraseña
Voltaje de igualización	Voltaje y temporización programables - Finalización automática.	Voltaje y temporización programables - Finalización automática.
Compensación de temperatura de batería	Automática con RTS opcional (sensor de temperatura remoto) / 5.0 mV por °C por celda de batería de 2 VCC	Automática con RTS opcional (sensor de temperatura remoto) / 5.0 mV por °C por celda de batería de 2 VCC
Capacidad de voltaje reducido	Permite cargar una batería de voltaje inferior con una matriz FV de voltaje superior - Max 150 VCC	Permite cargar una batería de voltaje inferior con una matriz FV de voltaje superior - Max 150 VCC
Salida auxiliar de control	Salida programable de 12VCC disponible para diferentes aplicaciones (máx. 0,2A CC)	Salida programable de 12VCC disponible para diferentes aplicaciones (máx. 0,2A CC)
Pantalla de información	8cm (3,1") Pantalla LCD retroiluminada de 4 líneas y 80 caracteres	8cm (3,1") Pantalla LCD retroiluminada de 4 líneas y 80 caracteres
Pantalla y controlador a distancia	Opcional - MATE o MATE2 con puerto serie RS232 para comunicaciones	Opcional - MATE o MATE2 con puerto serie RS232 para comunicaciones
Conexión red de datos OutBack	Red OutBack de datos mediante conector RJ45 con cable CAT 5e (8 hilos)	Red OutBack de datos mediante conector RJ45 con cable CAT 5e (8 hilos)
Registro de datos	Últimos 128 días - Ah, Wh, W pico, Amps, Voltaje de FV, tiempo en flotación, Voltaje max y min de batería, absorción para cada día además de valores acumulados de Ah y kWh	Últimos 128 días - Ah, Wh, W pico, Amps, Voltaje de FV, tiempo en flotación, Voltaje max y min de batería, absorción para cada día además de valores acumulados de Ah y kWh
Energía eólica/hidráulica	Consultar fabricante para sistemas compatibles	Consultar fabricante para sistemas compatibles
Sistemas positivo a tierra	Precisa interruptor interruptor bipolar para desconectar conductores positivo y negativo en matriz FV y batería. (No se recomienda el uso de HUB4 ni HUB10 en sistemas de positivo a tierra)	Precisa interruptor interruptor bipolar para desconectar conductores positivo y negativo en matriz FV y batería. (No se recomienda el uso de HUB4 ni HUB10 en sistemas de positivo a tierra)
Rango de temperatura de operación	-40°C a +60°C (La potencia de salida se desclasifica a partir de 40°C)	-40°C a +60°C (La potencia de salida se desclasifica a partir de 40°C)
Categoría ambiental	Para instalación en interior	Para instalación en interior
Orificios de conexión	Uno 35mm (1") posterior; Uno 35mm (1") izquierda; Dos 35mm (1") inferior	Uno 35mm (1") posterior; Uno 35mm (1") izquierda; Dos 35mm (1") inferior
Garantía	5 años	5 años
Peso	Equipo 5,56 Kg. - 12,20 lbs Envío 7,10 Kg. - 15,75 lbs	5,3 Kg. - 11,65 lbs 6,4 Kg. - 14,55 lbs
Dimensiones (alto x ancho x profundo)	Equipo 41,3x14x10 cm. - 16,25 x 5,75 x 4" Envío 53 x 27 x 25 cm - 21 x 10,5 x 9,75"	40 x 14 x 10 cm. - 13,5 x 5,75 x 4" 46 x 30 x 20 cm - 18 x 11 x 8"
Opciones	Sensor de temperatura remoto (RTS), HUB4, HUB10, MATE y MATE2	Sensor de temperatura remoto (RTS), HUB4, HUB10, MATE y MATE2
Idiomas de menú	Español e Inglés en el mismo equipo	Español e Inglés en el mismo equipo

* Especificaciones sujetas a cambio sin previo aviso

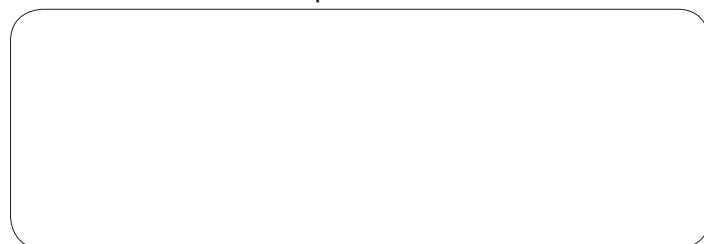


Main Office:
19009 62nd Avenue NE
Arlington, WA 98223 USA
Phone: 360.435.6030
Fax: 360.435.6019

www.outbackpower.com

European Office:
C/ Castelló 17
08330 Sant Boi de Llobregat
BARCELONA, España
Phone: +34.93.654.9568
Fax: +34.93.661.7731

Disponibile en:





Tubería para protección de conducciones eléctricas

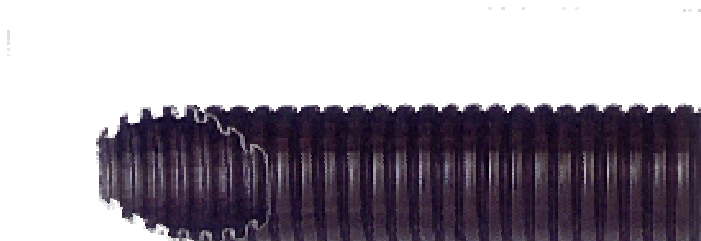
CORRUGADO

Descripción	Código	Diámetro	Rollos	Euros/Mts
Tubos Corrugados Eléctrico	CRR16	16	100 mts	0,26 €
	CRR20	20	100 mts	0,29 €
	CRR25	25	75 mts	0,38 €
	CRR32	32	50 mts	0,59 €
	CRR40	40	25 mts	0,79 €
	CRR50	50	25 mts	1,22 €

Tubo **corrugado** de PVC. Estanco. Estable hasta 60°C. Aislante, **no propagador de la llama**. Resistencia a la compresión 320Nw. y al impacto 1J.-5°C a 60°C.**UNE-EN-50086.**

UNE-EN-60423. Color negro.

Aplicaciones: Instalaciones eléctricas y fontanería, empotrados, paredes y techos.



CORRUGADO REFORZADO

Descripción	Código	Diámetro	Rollos	Euros/Mts
Tubo Corrugado Reforzado Eléctrico	CRF16	16	100 mts	0,42 €
	CRF20	20	100 mts	0,45 €
	CRF25	25	75 mts	0,59 €
	CRF32	32	50 mts	0,91 €
	CRF40	40	25 mts	1,27 €
	CRF50	50	25 mts	1,92 €

Tubo reforzado de PVC.. Resistencia a compresión 320 Nw. y al impacto 2J.

Menos 5°C hasta 60°C.**UNE-EN-50086 UNE-EN60423. Color negro.**

Aislante. **No propagador de la llama.**

Aplicaciones: Instalaciones de intemperie y en suelos, empotradas, módulos prefabricados, por su gran resistencia contra daños mecánicos LIGEROS.



FUSIBLES CILÍNDRICOS 10x38 MM PARA DC



Los fusibles de la serie PF10 han sido desarrollados especialmente para la protección de semiconductores y aplicaciones fotovoltaicas.

- Bajos valores de I^2t para la protección de semiconductores.
- Pequeñas dimensiones y baja potencia disipada.
- Posibilidad de usarlos en las bases seccionables OPF10.

Los fusibles de la serie PF10 pueden ser usados en aplicaciones que requieran 1000 V d.c.

- Fabricados de acuerdo con la normativa RoHS.
- Clase gR para la protección contra sobrintensidades y cortocircuitos.

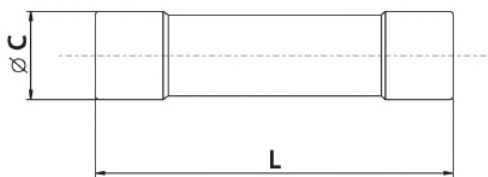
Fusibles serie PF10

I_n [A]	Modelo	Código	Potencia disipada [W]	I^2t total [A ² s]	Peso [kg]	Embalaje [pcs]
4	PF10 4A gR	38696	0,69	45	0,01	20
6	PF10 6A gR	38697	0,95	48	0,01	20
8	PF10 8A gR	38698	1,43	129	0,01	20
10	PF10 10A gR	38699	1,62	271	0,01	20
12	PF10 12A gR	38700	2,16	371	0,01	20
16	PF10 16A gR	38701	3,18	501	0,01	20
20	PF10 20A gR	38702	3,82	565	0,01	20

Especificaciones

Modelo	PF10	
Tensión test	U_{test}	1000 V d.c.
Tensión nominal	U_n	900 V d.c.
Constante de tiempo (L/R)	τ	3 ms
Poder de corte	I_l	30 kA
Normas	IEC 60269-1, -2, -4; EN 60269-1, -4; EN 60269	
Certificados		

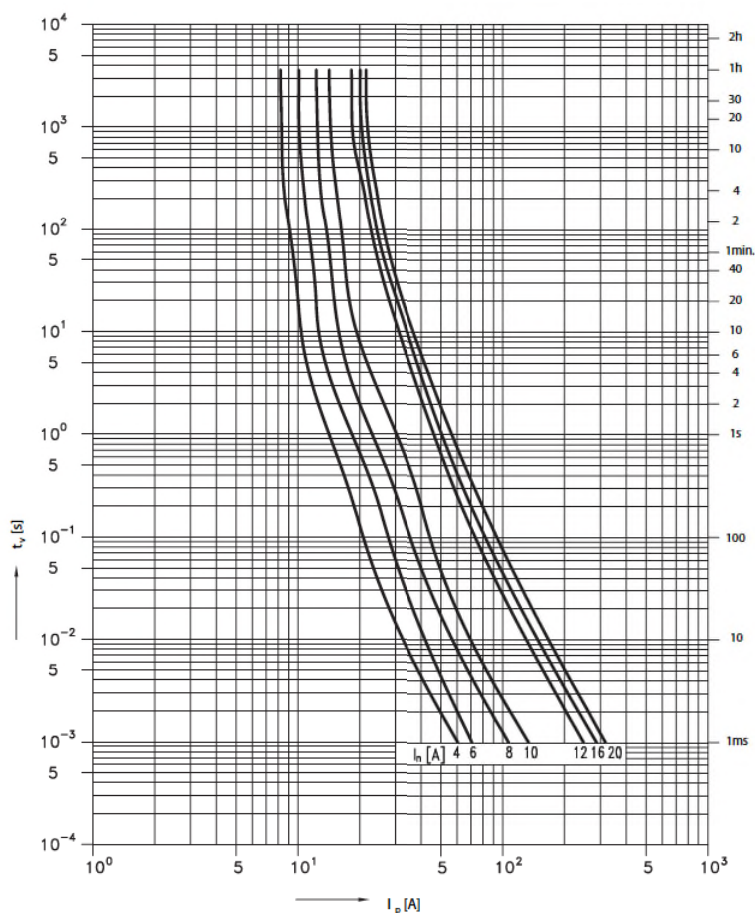
Dimensiones



Modelo	Ø C [mm]	L [mm]
PF10	10,3	38

Características

Tiempo de pre-arco / Característica tiempo-corriente PF10 gR



HRC cartridge fuses



Pack

Cat.Nos


Technical data and dimensions
(p. 80-81)

Cylindrical type gG

Conform to NF C 60-200 - 63-210/211
IEC 60269-1 and 2-1
Veritas approved

			veritas approved		
	Without indicator	With indicator	Rating (Amps)	Voltage ± (Volts)	Rupture capacity (Amps)
14 x 38 HRC					
10	133 94		0.5	500	100 000
10	133 01		1		
10	133 02	134 02	2		
10	133 04	134 04	4		
10	133 06	134 06	6		
10	133 08	134 08	8		
10	133 10	134 10	10		
10	133 12	134 12	12		
10	133 16	134 16	16		
10	133 20	134 20	20		
10	133 25	134 25	25		
14 x 51 HRC					
	Without striker	With striker		500	100 000
10	143 02		2		
10	143 04	145 04	4		
10	143 06	145 06	6		
10	143 10	145 10	10		
10	143 16	145 16	16		
10	143 20	145 20	20		
10	143 25	145 25	25		
10	143 32	145 32	32		
10	143 40	145 40	40		
10	143 50 ⁽¹⁾	145 50 ⁽¹⁾	50		
22 x 58 HRC					
10	153 04		4	500	100 000
10	153 06		6		
10	153 10	155 10	10		
10	153 16	155 16	16		
10	153 20	155 20	20		
10	153 25	155 25	25		
10	153 32	155 32	32		
10	153 40	155 40	40		
10	153 50	155 50	50		
10	153 63	155 63	63		
10	153 80	155 80	80	400	
10	153 96	155 96	100		
10	153 97 ⁽¹⁾	155 97 ⁽¹⁾	125		

(1) Overrating described by standards

HRC cartridge fuses (continued)



Pack

Cat.Nos


Technical data and dimensions
(p. 80-81)

Cylindrical type aM (motor rated)

Conform to NF C 60-200 - EN 60269-1
IEC 60269-1

Veritas approved

			Veritas approved				
	Without striker	With striker	Rating (Amps)	Voltage \pm (Volts)	Rupture capacity (Amps)		
8.5 x 31.5							
10	120 01		1	400	20 000		
10	120 02		2				
10	120 04		4				
10	120 06		6				
10	120 08		8				
10	120 10		10				
Conform to NF C 63-210/211 IEC 60269-1, 2 and 2-1 Veritas approved							
10 x 38 HRC							
10	130 92		0.25	500	100 000		
10	130 95		0.50				
10	130 01		1				
10	130 02		2				
10	130 04		4				
10	130 06		6				
10	130 08		8				
10	130 10		10				
10	130 12		12				
10	130 16		16				
10	130 20 ⁽²⁾		20	400			
10	130 25 ⁽²⁾		25	400			
14 x 51 HRC							
10	140 02	141 02	2	500	100 000		
10	140 04	141 04	4				
10	140 06	141 06	6				
10	140 08	141 08	8				
10	140 10	141 10	10				
10	140 12	141 12	12				
10	140 16	141 16	16				
10	140 20	141 20	20				
10	140 25	141 25	25				
10	140 32	141 32	32				
10	140 40	141 40	40	400			
10	140 45 ⁽¹⁾	141 45 ⁽¹⁾	45				
10	140 50 ⁽¹⁾	141 50 ⁽¹⁾	50				
22 x 58 HRC							
10	150 16	151 16	16	500	100 000		
10	150 20	151 20	20				
10	150 25	151 25	25				
10	150 32	151 32	32				
10	150 40	151 40	40				
10	150 50	151 50	50				
10	150 63	151 63	63				
10	150 80	151 80	80				
10	150 96	151 95	100			400	
10	150 97	151 97	125				

Neutral links

10	123 00	8.5 x 31.5
10	133 00	10 x 38
10	143 00	14 x 51
10	153 00	22 x 58


(1) Overrating described by standards
(2) Overrating not described by standards